



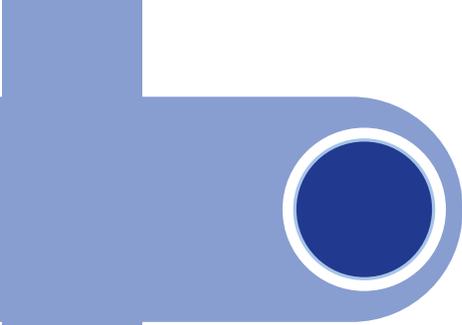
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



2015-2019

INFORME ESTADÍSTICO

**Gerencia** *de*  
**TARIFAS**



2015-2019

INFORME ESTADÍSTICO

# Gerencia *de* TARIFAS



Idea, Diseño y Diagramación  
UNICOMS 2020

Derechos Reservados®  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, junio 2020

# Importancia de la Gerencia de Tarifas

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene dentro de sus funciones determinar las tarifas de distribución y transmisión sujetas a regulación de precios.

Las tarifas de distribución definen los precios que pagan los consumidores regulados conectados a una red de distribución y su cálculo integra tres componentes de costo: 1) costos de generación de la energía eléctrica consumida por los usuarios regulados; 2) costos del transporte de dicha energía desde los centros de producción hasta entregarla a las distribuidoras; y 3) costos de la distribución de dicha energía. Estos cálculos, con los ajustes periódicos que requiere el marco legal, son efectuados por medio de la Gerencia de Tarifas.

El párrafo anterior nos muestra una cadena de suministro de un servicio donde aparecen los que lo consumen y pagan y quienes lo producen, transportan y entregan al consumidor.

La estrategia de país que Guatemala escogió para el sector eléctrico fue que las inversiones necesarias para producir, transportar y distribuir electricidad vendrían del sector privado, sector al cual, por medio de la ley general de electricidad y sus reglamentos, se le garantizaría el retorno de su inversión.

Siendo que la mayor parte del consumo de energía del país proviene de los consumidores conectados a las diferentes empresas distribuidoras, el cálculo tarifario efectuado de acuerdo a lo establecido en el marco legal es fundamental para sostener el equilibrio financiero y la certeza jurídica indispensable para la inversión privada requerida. En otras palabras, el desempeño de la Gerencia de Tarifas ajustado estrictamente al marco legal, tal y como se define en la ley general de electricidad y sus reglamentos, constituye la base que sostiene la retribución de los activos

de transmisión y distribución del sector eléctrico guatemalteco.

Para asegurar el correcto traslado de costos a las tarifas, la gerencia responsable debe verificar que:

1. Los costos de compra de potencia y energía correspondan a los costos de los contratos de suministro que dentro del mercado a término se hayan adjudicado por medio de licitaciones abiertas a cada distribuidora.
2. El costo de transporte sea económicamente adaptado a efecto de asegurar que no se estén remunerando inversiones innecesarias o realizadas con criterios poco técnicos.
3. Los costos de distribución (VAD) sean determinados cada cinco años con base al informe presentado por una firma consultora especializada, quien propone los costos que tendría una empresa hipotética eficiente operando dentro del área de concesión de la empresa cuyo VAD se quiere determinar. En otras palabras, no se evalúa a la empresa de distribución con sus activos reales instalados ni con sus costos reales de gestión, sino a una empresa hipotética eficiente que la sustituye partiendo de cero.



**Ing. Angel Jesús García Martínez**  
Director



# Introducción

Toda entidad tiene la necesidad esencial de conocer el comportamiento histórico de aquellas variables de análisis que le son de utilidad para tomar decisiones y definir sus cursos de acción. En este sentido la estadística, como rama técnica, provee las herramientas idóneas para la recopilación, procesamiento y análisis de los datos evolutivos de las variables de análisis mencionadas.

Dentro de las atribuciones regulatorias que el marco legal del subsector eléctrico le asigna a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE – se encuentra la de definir las tarifas eléctricas que pagan los usuarios finales del servicio de distribución de energía eléctrica. Así, la fijación tarifaria que la CNEE realiza reviste una importancia alta, si se considera que el precio de la energía expresado en las tarifas, constituye un vector de costo fundamental tanto de la economía familiar, como de la industria y del comercio.

Con vista en ello es posible inferir que el establecimiento de las tarifas eléctricas constituye una de las actividades más sensibles de la CNEE y por tanto, es fundamental que esta cuente con información oportuna, completa, clara, detallada y confiable sobre el cálculo de las tarifas, sus componentes de costo, su evolución histórica y todos aquellos factores externos que inciden en dichas tarifas, para que así se puedan tomar las decisiones acertadas que garanticen la trazabilidad, sustentabilidad y asequibilidad de las mismas.

Por otra parte, la información estadística relacionada con las tarifas eléctricas ofrece la perspectiva correcta para comprender y explicar al espectador (usuarios, entes de gobierno, agentes del mercado eléctrico, etc.), las fluctuaciones naturales de las tarifas y los ciclos económicos y técnicos que inciden dichas fluctuaciones.

Tomando en consideración todo lo antes expuesto, es posible indicar que el presente informe de estadísticas tarifarias, constituye un documento que persigue exponer 5 temas de alta relevancia para brindar al lector una visión condensada y accesible del comportamiento de las tarifas y de las variables y componentes de costo que inciden en dicho comportamiento. Así, los 5 temas que aborda el presente informe son:

1. Tarifas finales a usuarios del servicio eléctrico
2. Usuarios, consumos y facturación del servicio
3. Aporte INDE
4. Tasa municipal de alumbrado público
5. Costos de generación trasladados a tarifas

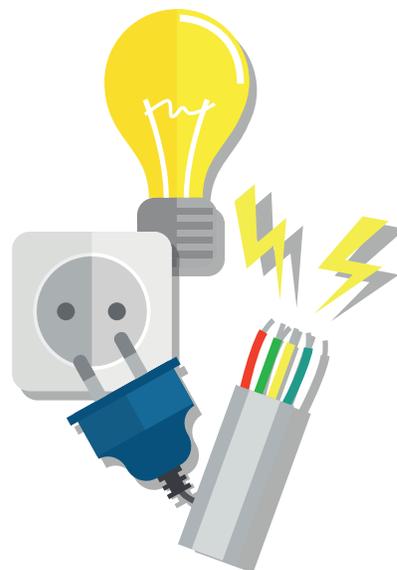
# Integrantes de la Gerencia de Tarifas, mayo 2020



A mayo del año 2020, la Gerencia de Tarifas está integrada por:

Nombre	Posición
Lic. Néstor Herrera	Gerente
Ing. Marvin Barreto	Jefe Depto. de Ajustes Tarifarios
Ing. Fernando Oroxom	Jefe Depto. de Estudios Tarifarios
Ing. Luis Pérez	Encargado Unidad de Análisis y Proyectos Tarifarios
Ing. Carlos Boj	Analista de Ajustes Tarifarios
Inga. Marilia Pérez	Analista de Ajustes Tarifarios
Inga. Julissa Barrios	Analista de Ajustes Tarifarios
Estudiante de Ingeniería Bryan Interiano (pc)	Analista de Ajustes Tarifarios
Ing. Julio Gaitán	Analista de Estudios Tarifarios
Ing. Emerson Zarceño	Analista de Estudios Tarifarios
Ing. Irvin González	Analista de Estudios Tarifarios
Estudiante de Ingeniería Carlos Cojulún (pc)	Analista de Peajes
Estudiante de Ingeniería Fernando Bocanegra (pc)	Analista de Peajes
Estudiante de Ingeniería Giovanni Carrera (pc)	Analista de Peajes
Estudiante de Ingeniería Carlos Martínez	Analista y desarrollador informático
Estudiante de Derecho Andrea Pinto	Recepción / Asistente de Gerencia
Sr. Rolando Cobach	Fiscalizador de Campo
Sr. Marvin De León	Fiscalizador de Campo

Pc: Pensum cerrado de la carrera.





# 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.

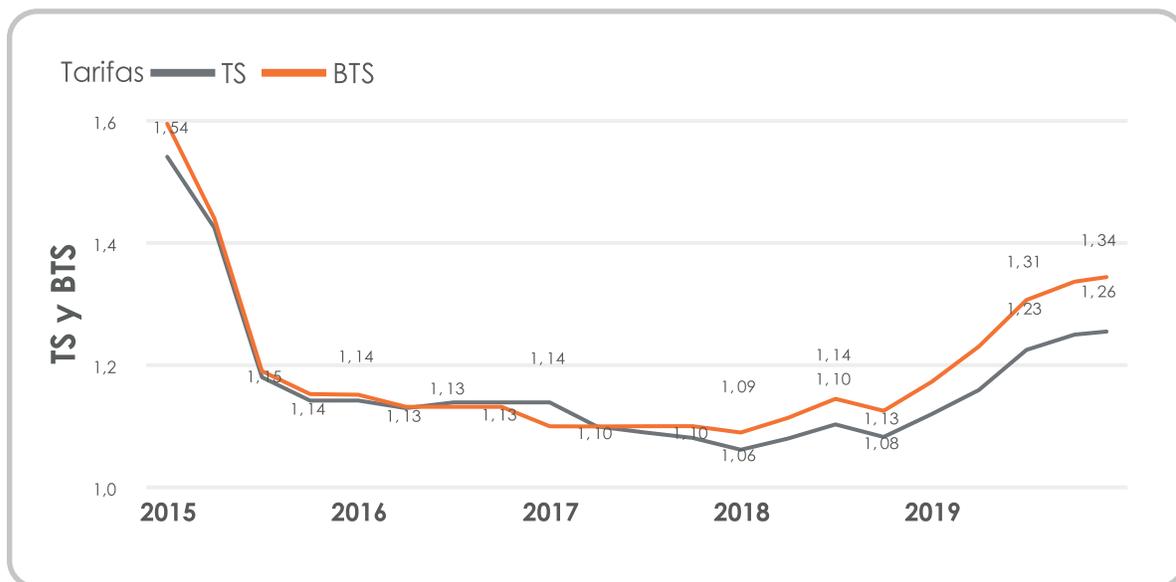
Así, las tarifas contienen la respectiva asignación de costos de producción de la electricidad (Generación), traslado desde los centros de producción hacia los grandes puntos de demanda (Transmisión), entrega de la energía a los usuarios en el lugar y condiciones de uso en que estos la necesitan (Distribución) 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.

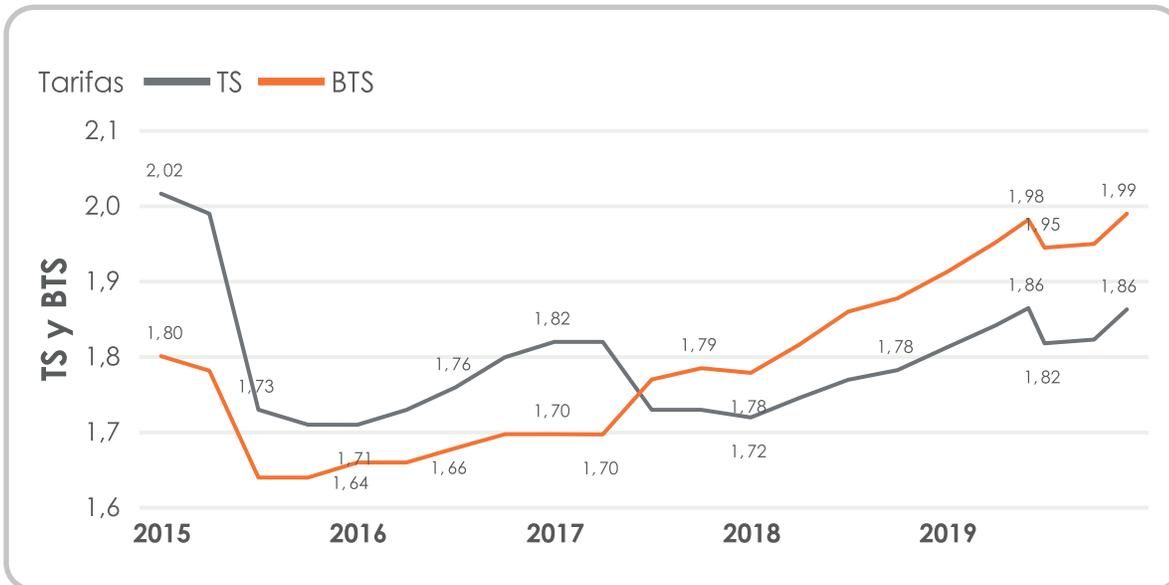
## 1.1 Evolución histórica de la Tarifa Social y No Social del 2015 al 2019

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:

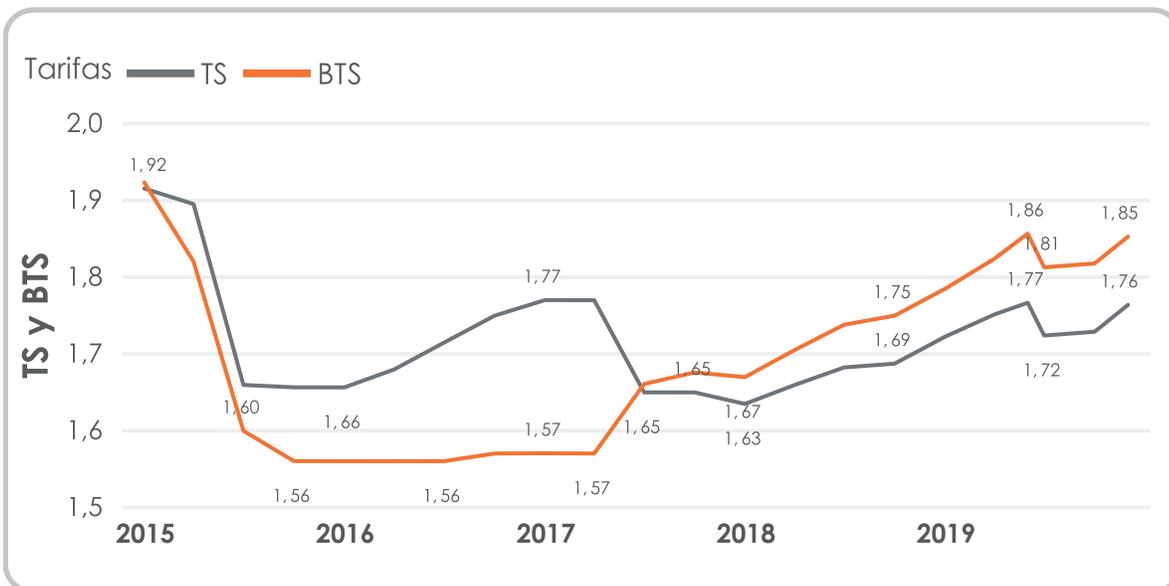
EEGSA Tarifas TS y BTS Q/kWh



### DEOCSA Tarifas TS y BTS Q/kWh

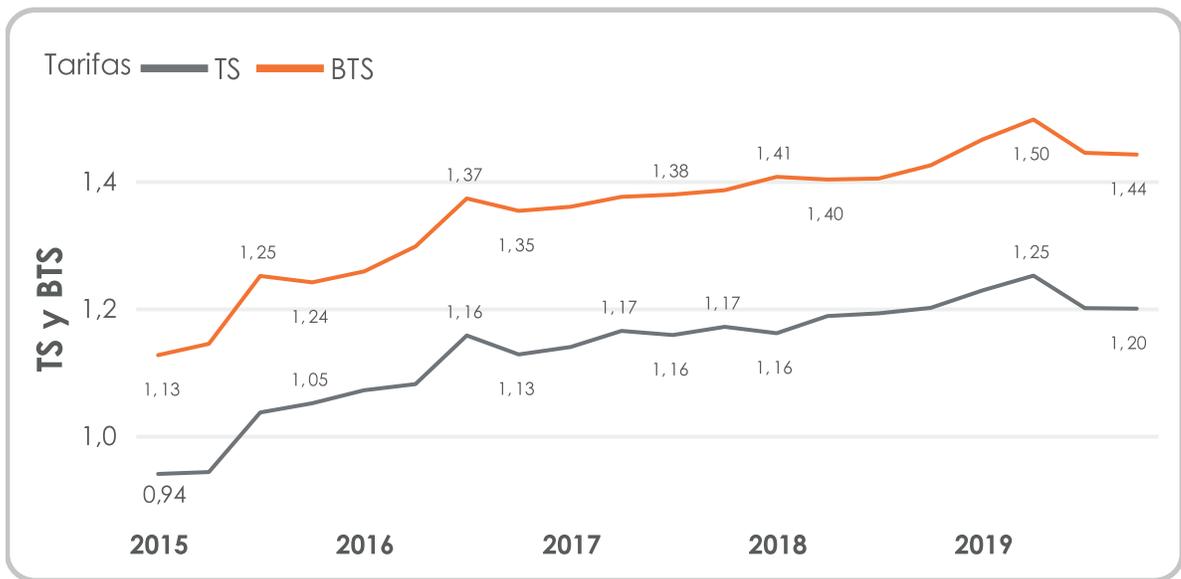


### DEORSA Tarifas TS y BTS Q/kWh

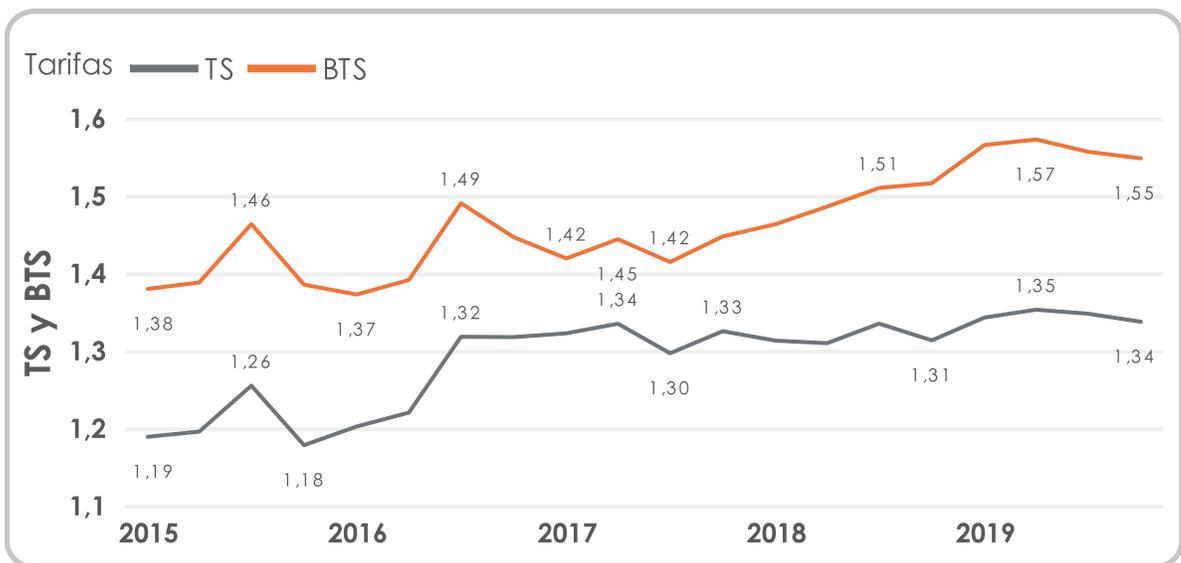


Con base en las gráficas anteriores, para estas 3 distribuidoras es posible indicar que se observa una reducción sensible de sus tarifas a partir del año 2015, seguida de un horizonte de estabilidad en los años posteriores, con algunas tendencias al crecimiento en el último año producto de la oscilación 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 y los efectos de sequías, sumados a las variaciones de los precios internacionales de los combustibles, provocan las variaciones observadas en las tarifas eléctricas de estas distribuidoras.

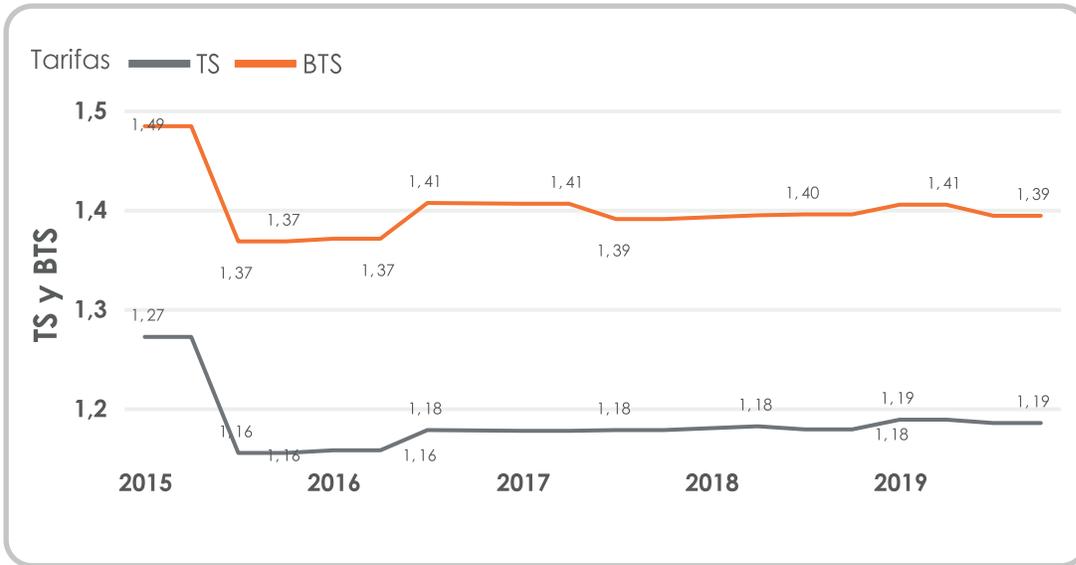
**EEM de Gualán Tarifas TS y BTS Q/kWh**



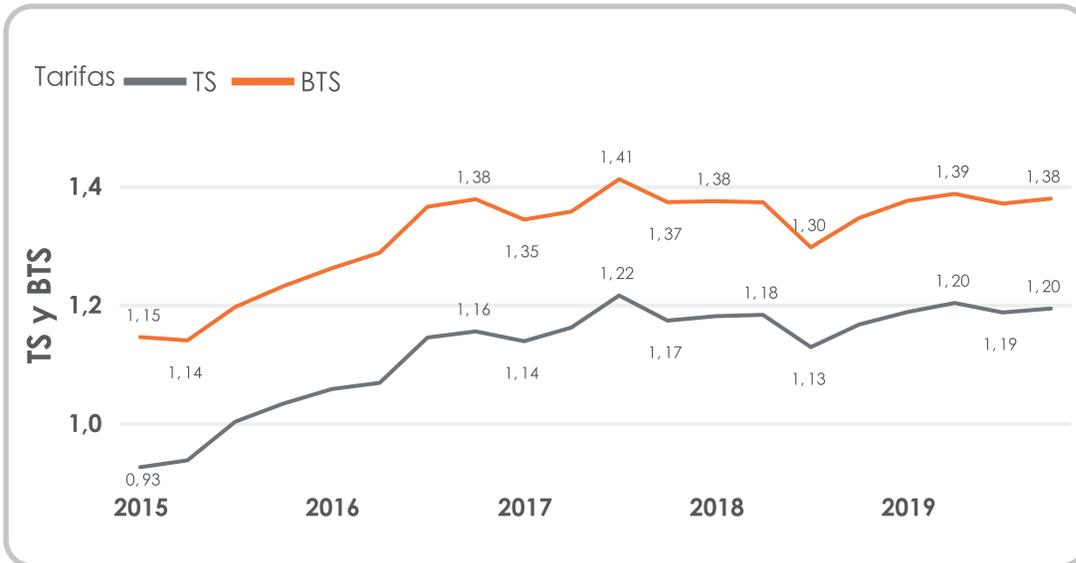
**EEM de Guastatoya Tarifas TS y BTS Q/kWh**



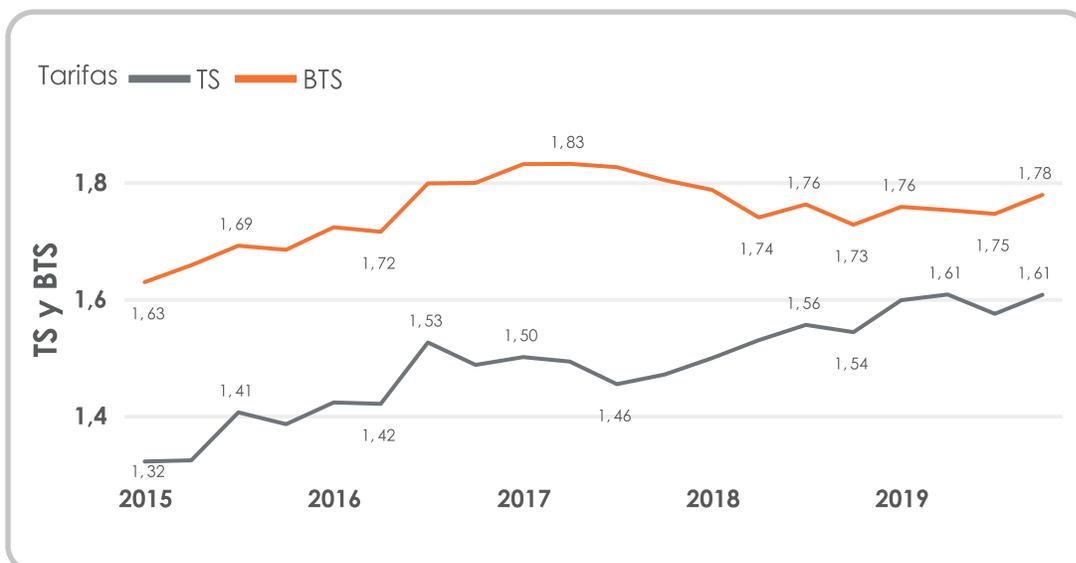
### EEM de Huehuetenango Tarifas TS y BTS Q/kWh

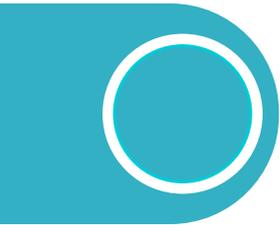


### EEM de Jalapa Tarifas TS y BTS Q/kWh

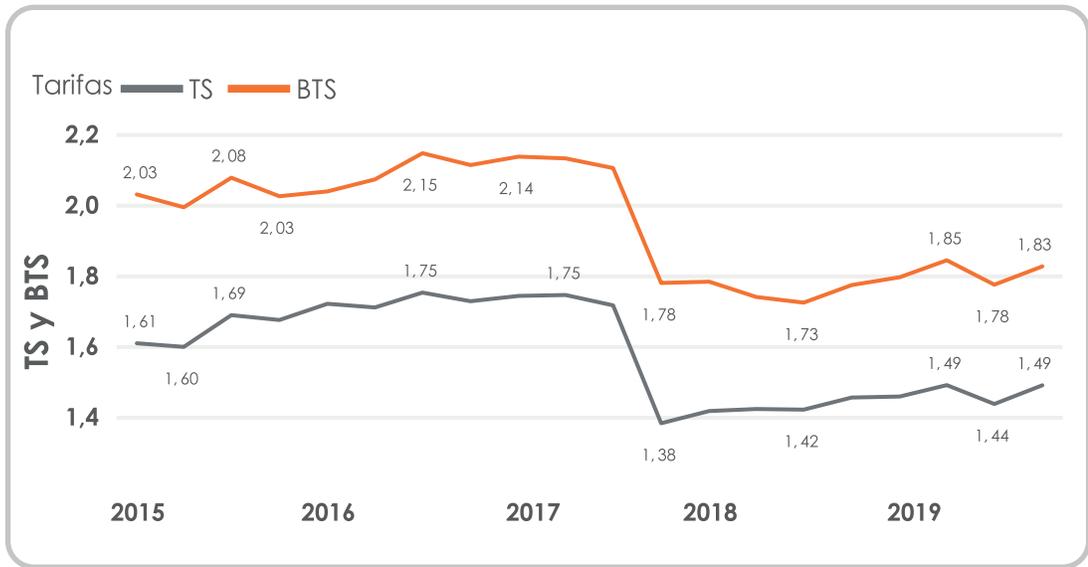


### EEM de Joyabaj Tarifas TS y BTS Q/kWh

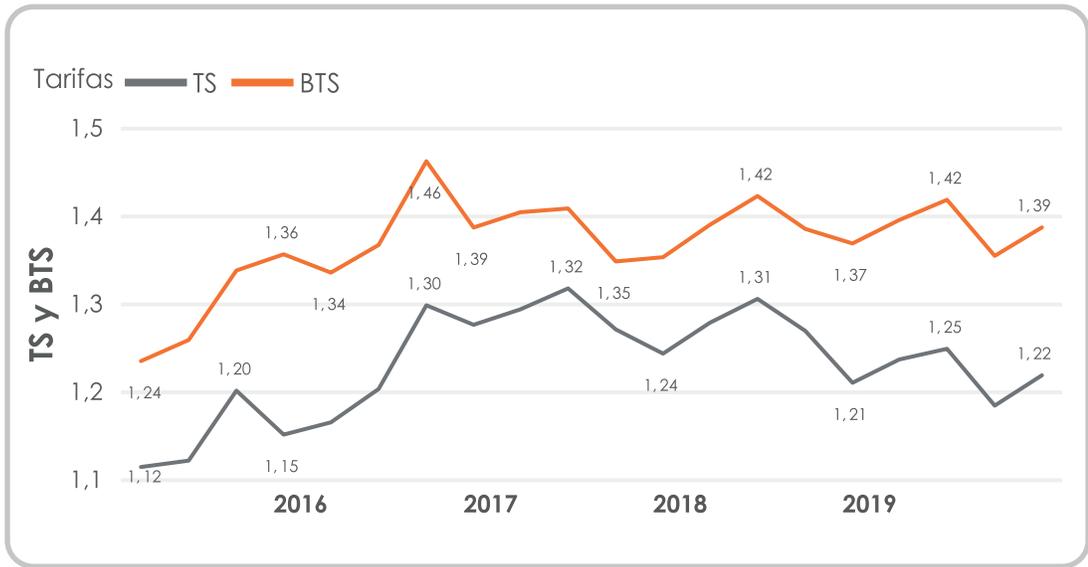




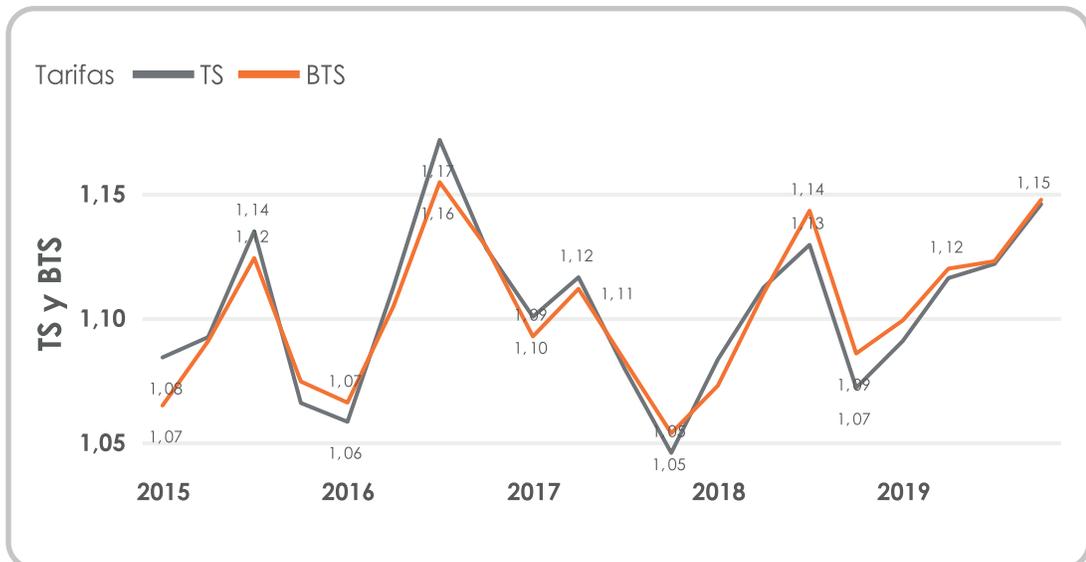
### EEM de Santa Eulalia Tarifas TS y BTS Q/kWh

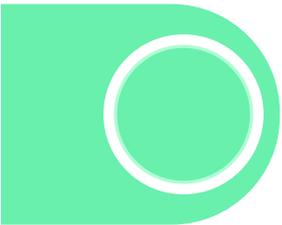


### EEM de Zacapa Tarifas TS y BTS Q/kWh

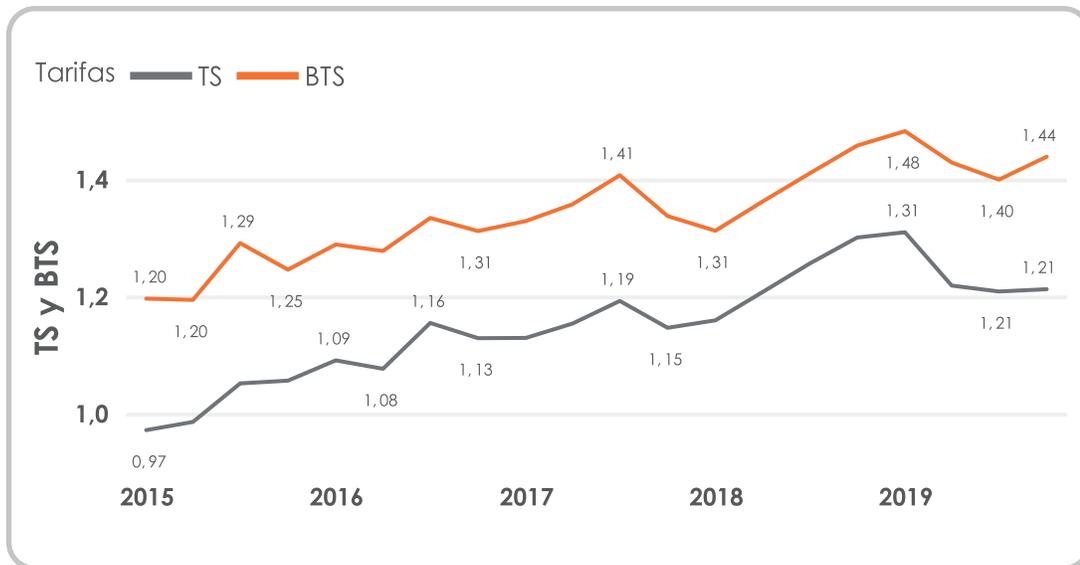


### EE de Patulul Tarifas TS y BTS Q/kWh

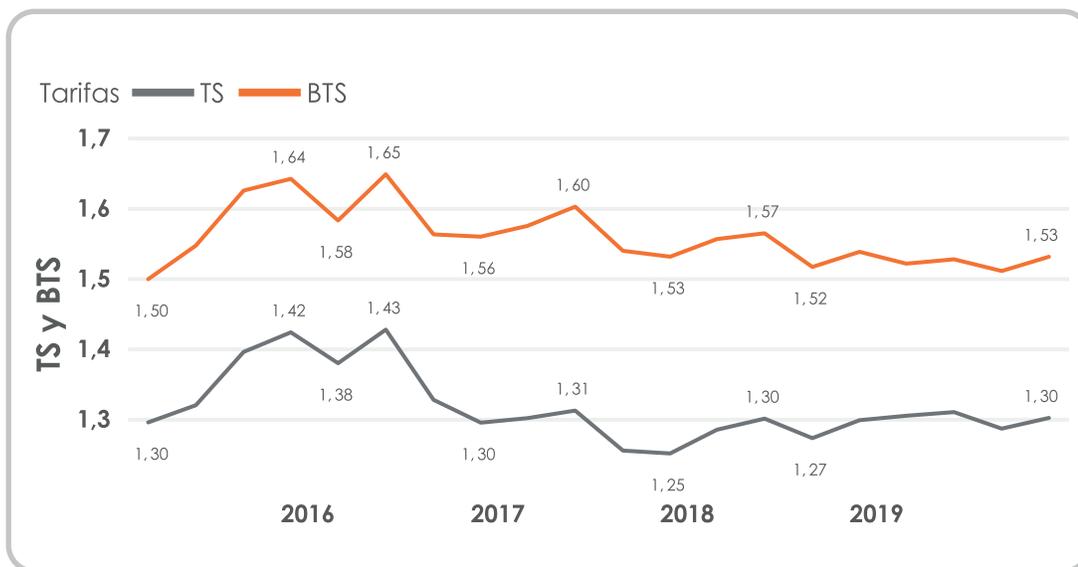




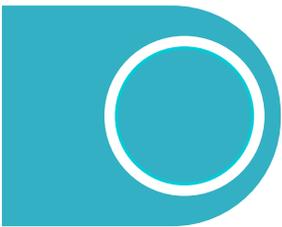
### EEM de Retalhuleu Tarifas TS y BTS Q/kWh



### EEM de Ixcán Tarifas TS y BTS Q/kWh



Para el caso de las Empresas Eléctricas Municipales, salvo excepciones, se observa un comportamiento estable a lo largo de los años para todas estas tarifas, 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  $\pm 3$  centavos, como puede observarse en las respectivas gráficas.



## 1.2 Composición de la Tarifa Social y no Social del 2015 al 2019

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:

**Desagregación de Tarifa TS de EEGSA del 2015 al 2019, Q/kWh**



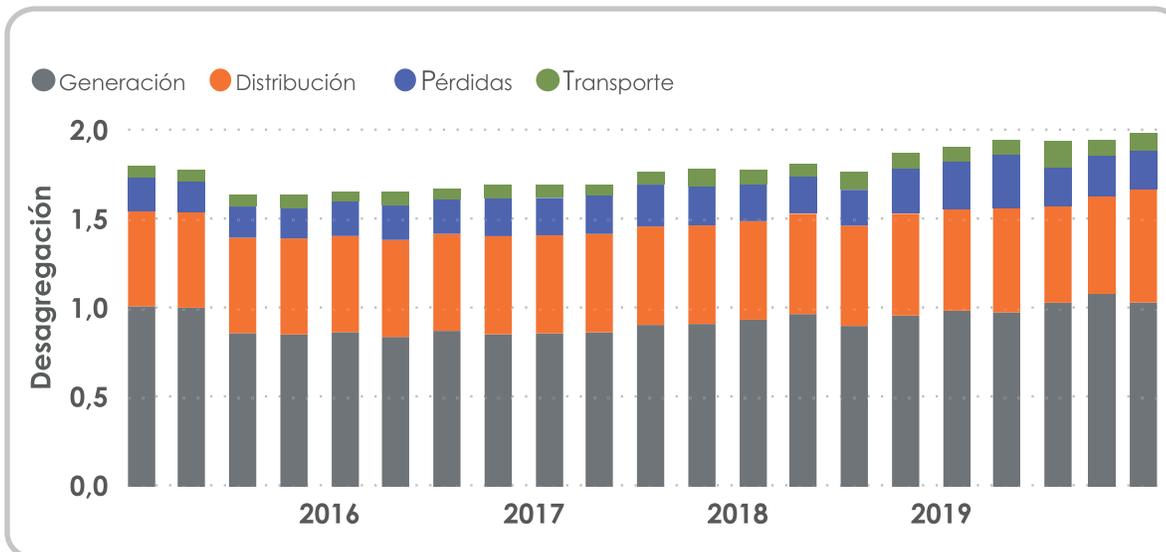
**Desagregación de Tarifa BTS de EEGSA del 2015 al 2019, Q/kWh**



### Desagregación de Tarifa TS de DEOCSA del 2015 al 2019, Q/kWh



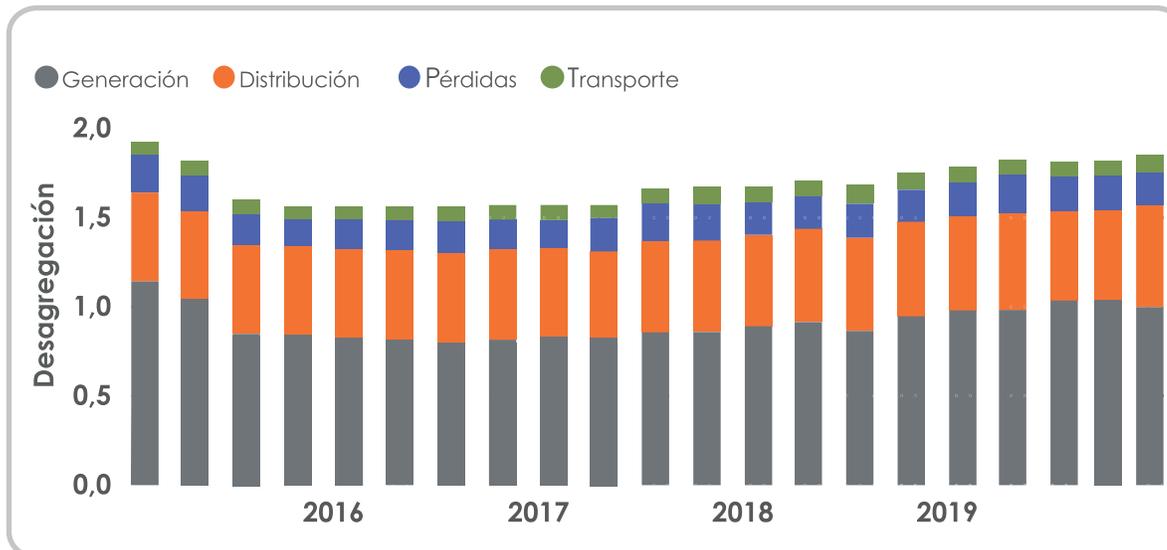
### Desagregación de Tarifa BTS de DEOCSA del 2015 al 2019, Q/kWh



### Desagregación de Tarifa TS de DEORSA del 2015 al 2019, Q/kWh



## Desagregación de Tarifa BTS de DEORSA del 2015 al 2019, Q/kWh



De las anteriores gráficas es posible resaltar lo siguiente:

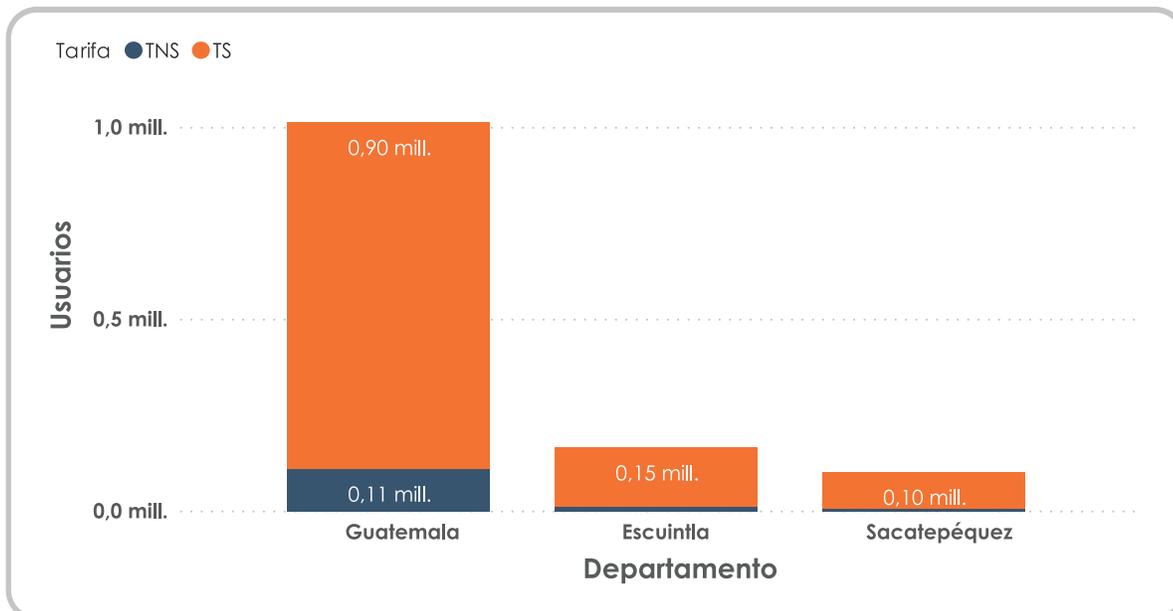
- Se observa que entre todas las componentes de costos, la que mayor peso y variabilidad muestra a lo largo del tiempo son los costos de generación, siendo este componente la que origina las variaciones más significativas en el valor final de las tarifas.
- Sobre estos es posible indicar que, en mayor o menor medida para cada distribuidora, a partir del 2015 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 menor y las mismas han mantenido un comportamiento muy estable a lo largo del tiempo, aunque es posible observar cómo entre las 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.

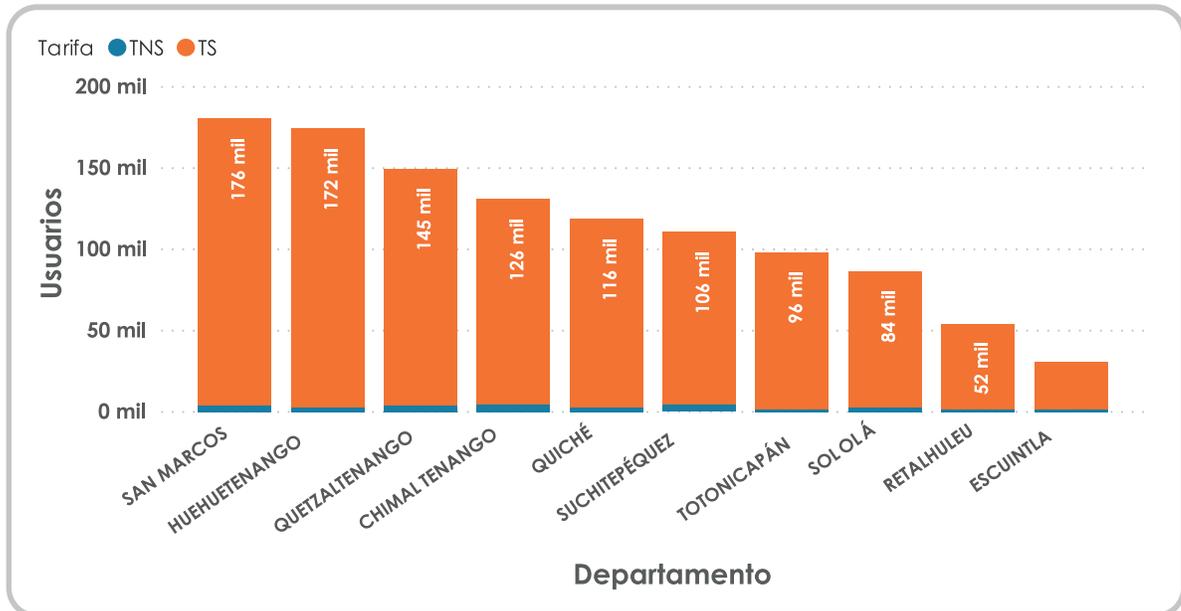
### 2.1 Distribución de usuarios por Departamento

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



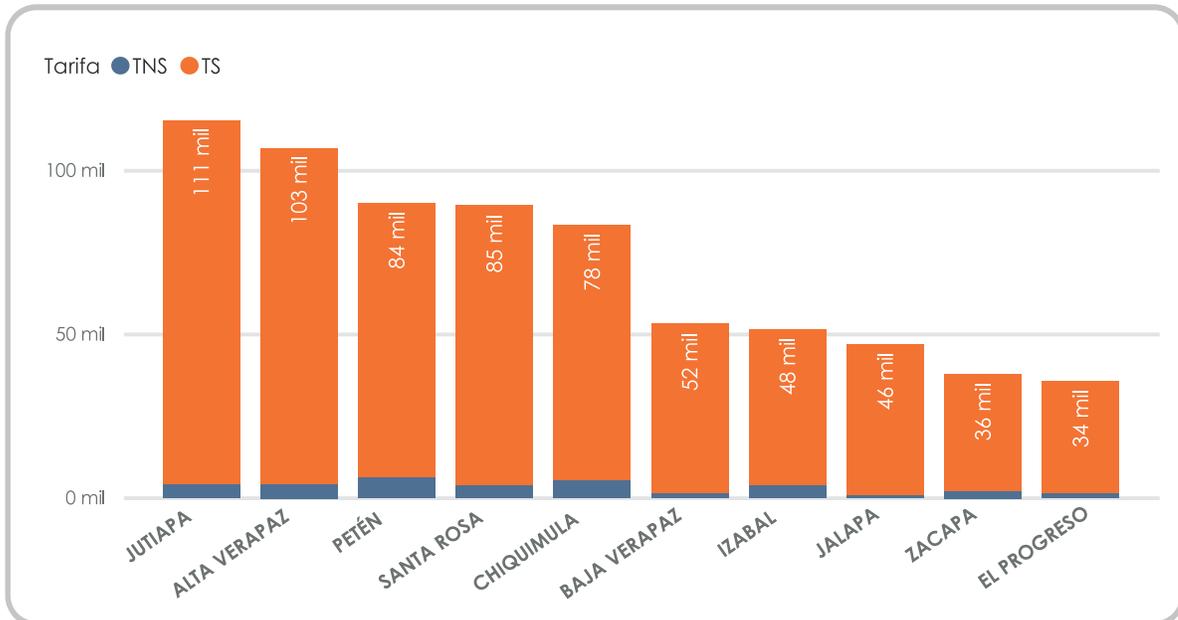
Se destaca el hecho de que el Departamento de Guatemala ya rebasa el millón de usuarios para el caso de EEGSA.

### Distribución de Usuarios por Departamento por tarifa TS/TNS, DEOCSA



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

### Distribución de Usuarios por Departamento por tarifa TS/TNS, DEORSA

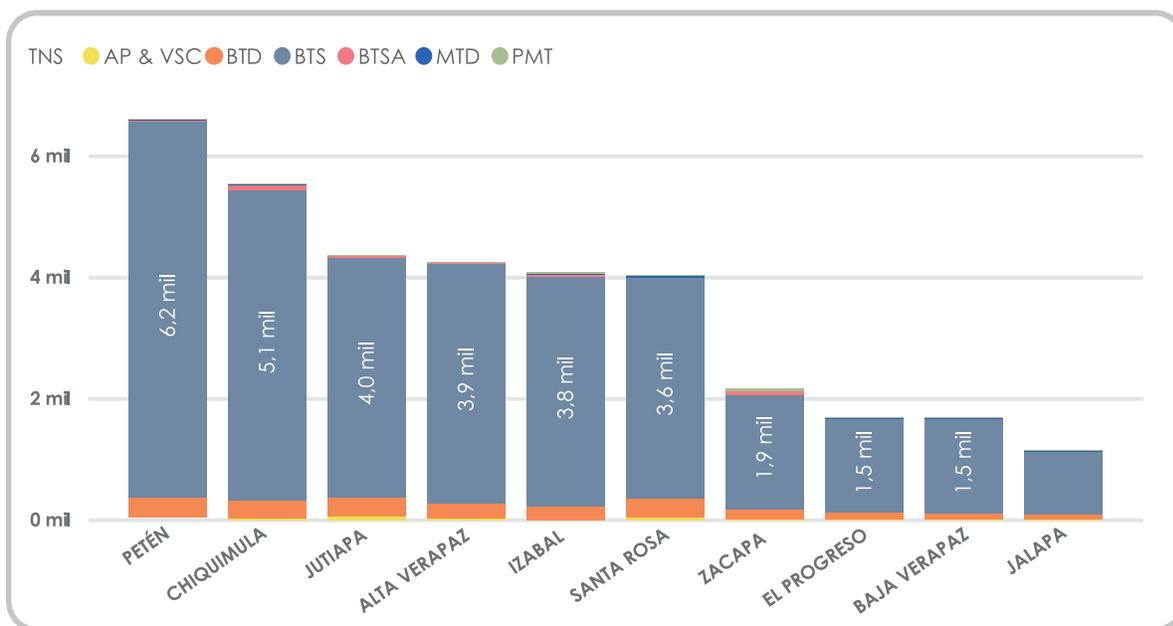


Para DEORSA es interesante considerar que dos de los departamentos con menor densidad poblacional del país (Alta Verapaz y Petén), sean el segundo y tercer departamento con mayor cantidad de usuarios para esta Distribuidora. Finalmente, las gráficas de las 3 distribuidoras corroboran el hecho que la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

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



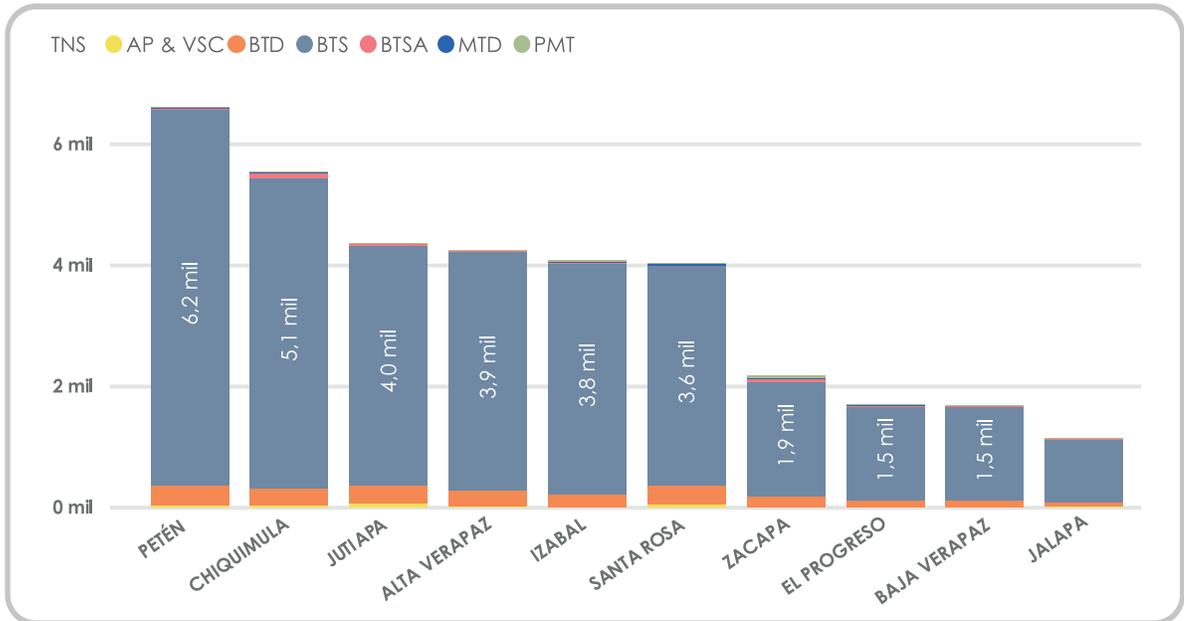
**Usuarios por Departamento EEGSA, tarifa TNS**



**Usuarios por Departamento DEOCSA, tarifa TNS**



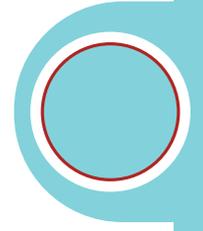
## Usuarios por Departamento DEOCSA, tarifa TNS



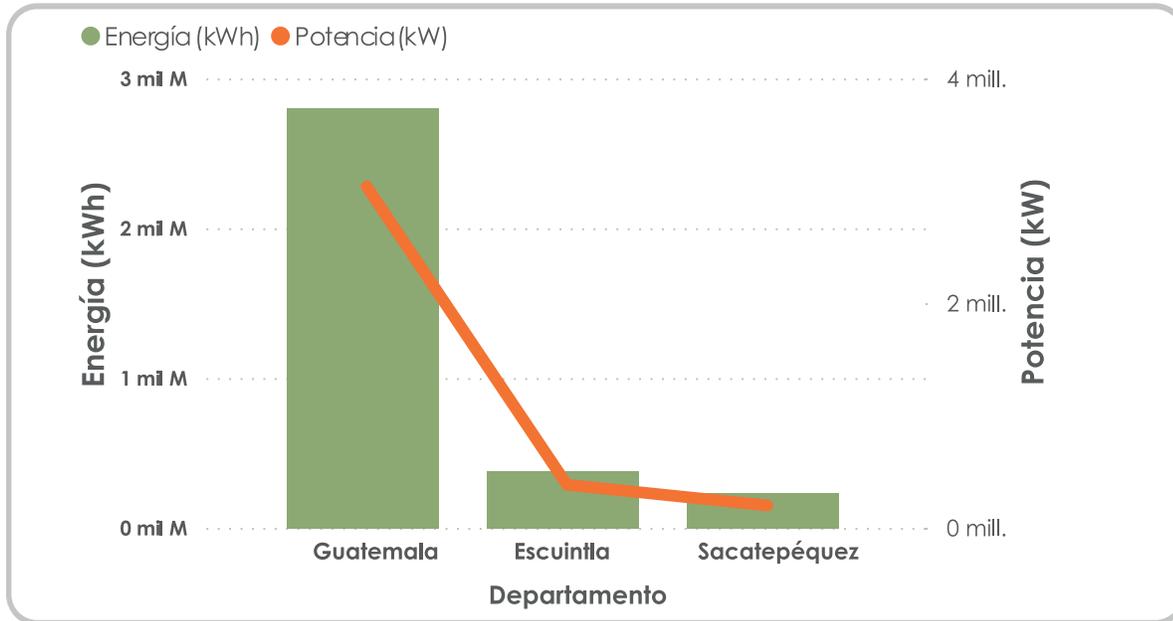
De las gráficas anteriores es posible indicar que las categorías tarifarias denominadas Tarifa No Social de manera global, tienen muy poca representatividad numérica en cuanto a la cantidad de usuarios dentro del contexto global de las Distribuidoras; sin embargo, al observar a detalle estas categorías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

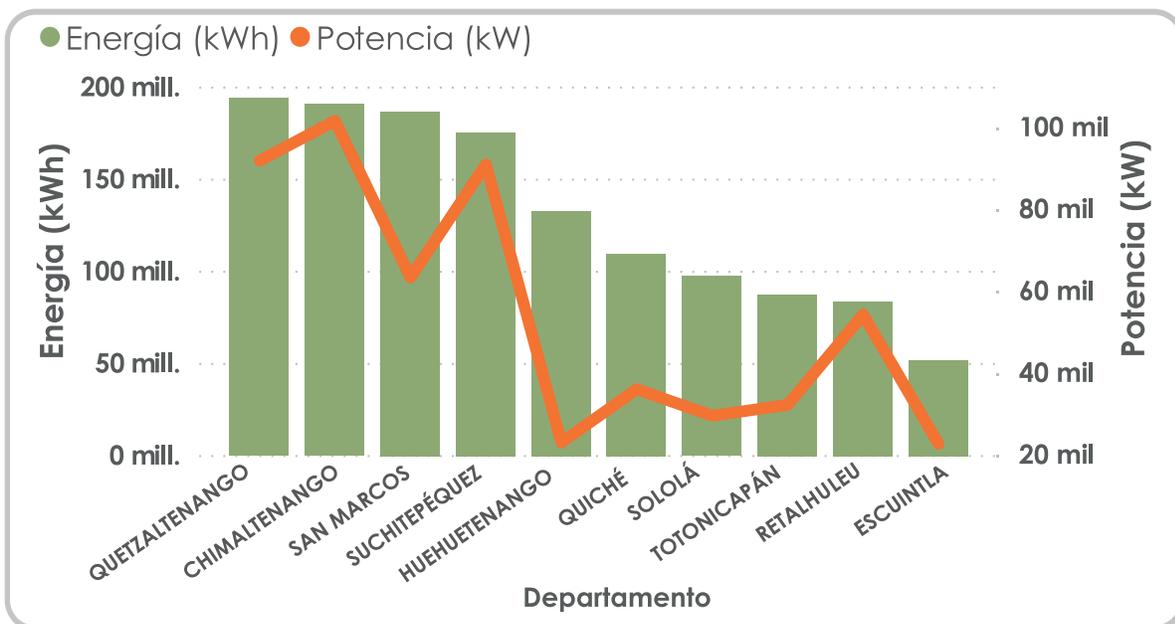
## 2.2. Consumo de energía y potencia



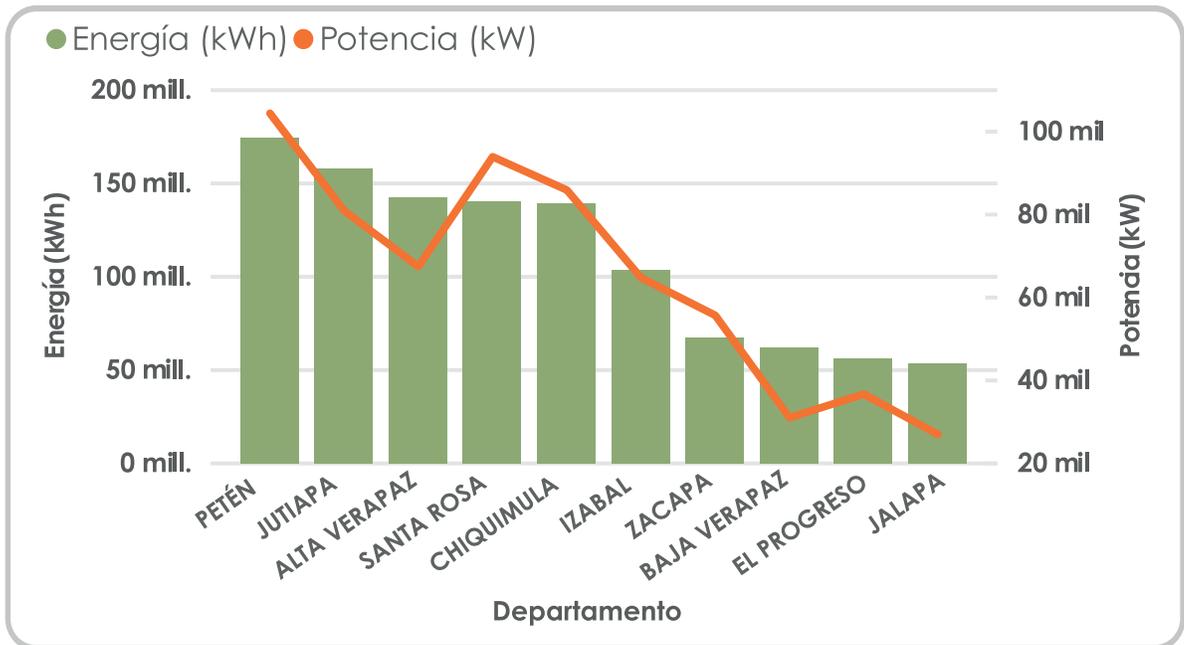
Consumo de Energía (kWh) y potencia máxima (kW) por Departamento, EEGSA



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



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



De las gráficas anteriores es posible realizar el siguiente análisis:

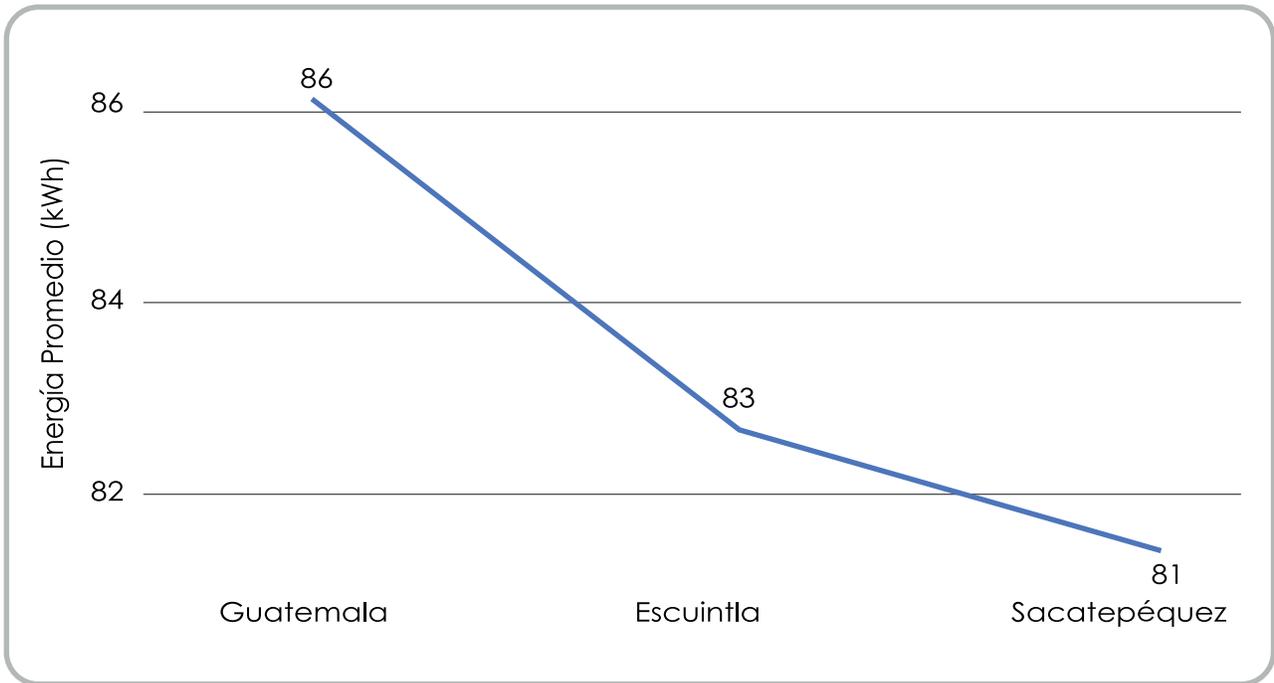
- Es evidente el nivel de concentración de demanda en el área central del país donde la escala de consumos es superior a las áreas oriente y occidente del país.
- En la correlación de los consumos de energía y potencia es importante destacar cómo el comportamiento de la demanda de energía tiene similitud con la demanda de potencia máxima en la zona central del país; esto debido a 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.



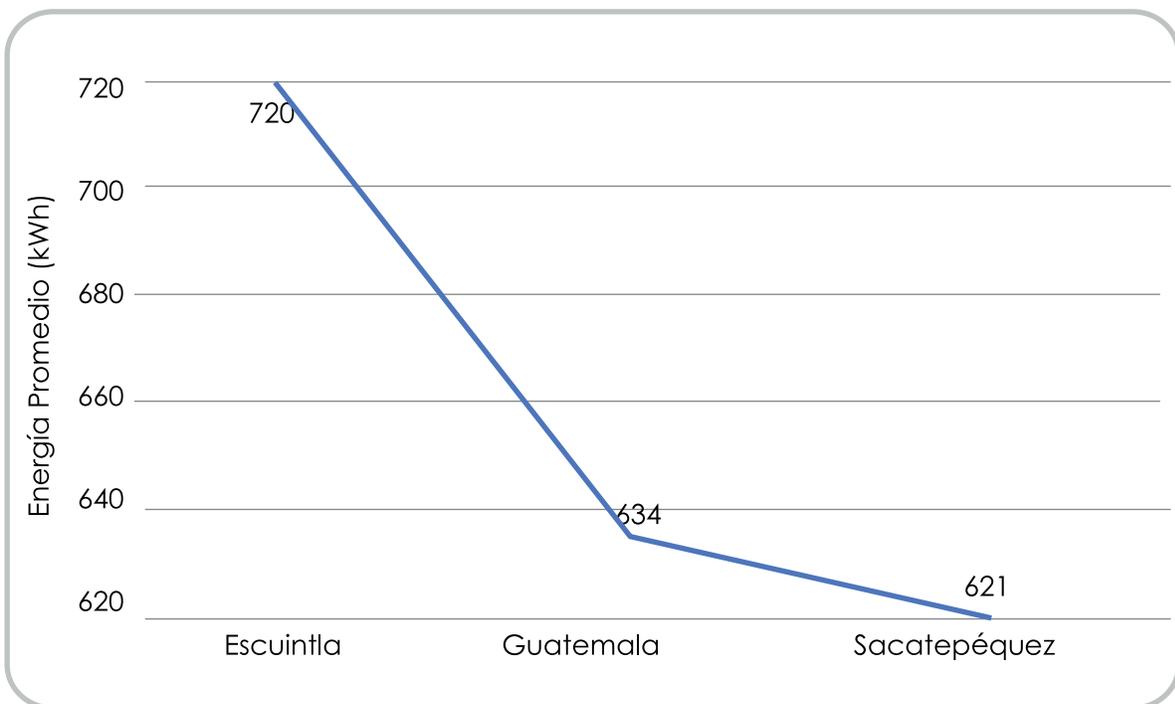
## 2.1 Consumo promedio mensual de energía y potencia por tipo de tarifa

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

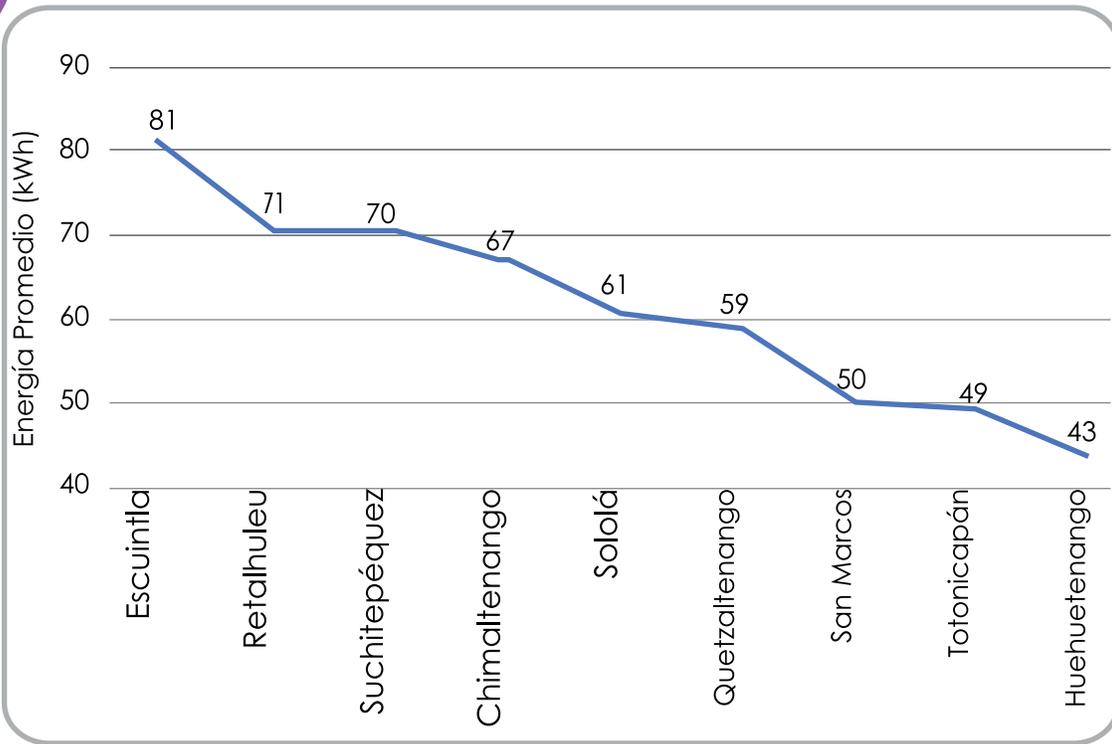
EEGSA Tarifa Social



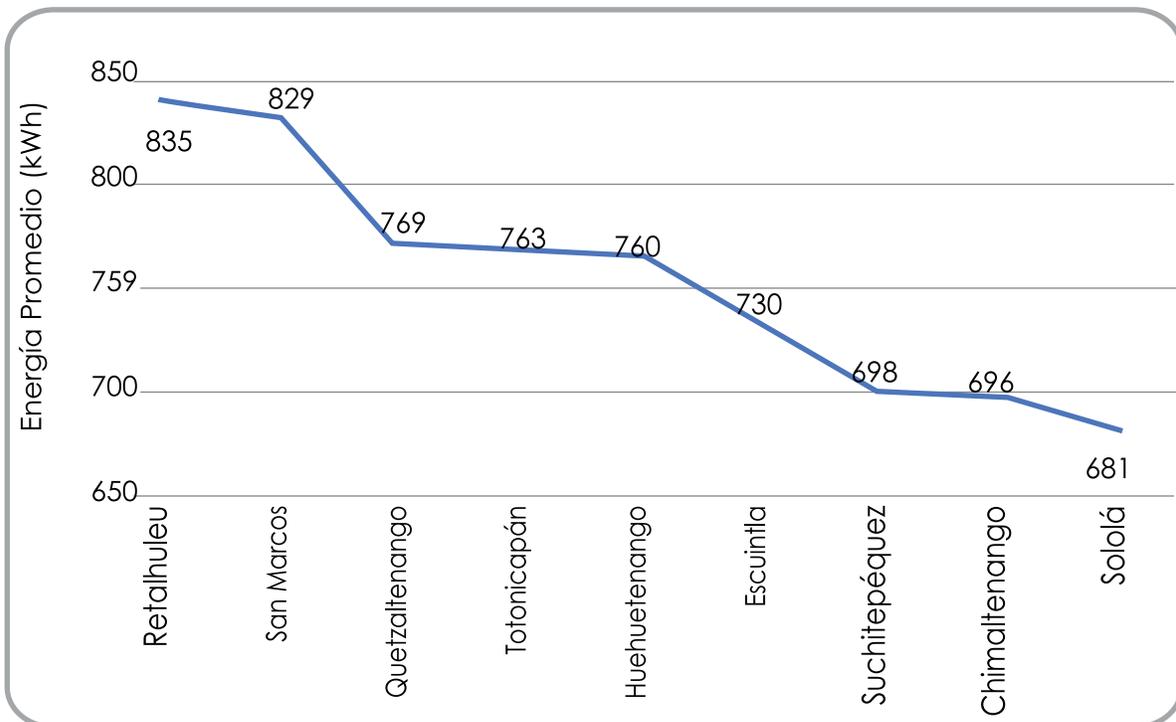
EEGSA Tarifa BTS



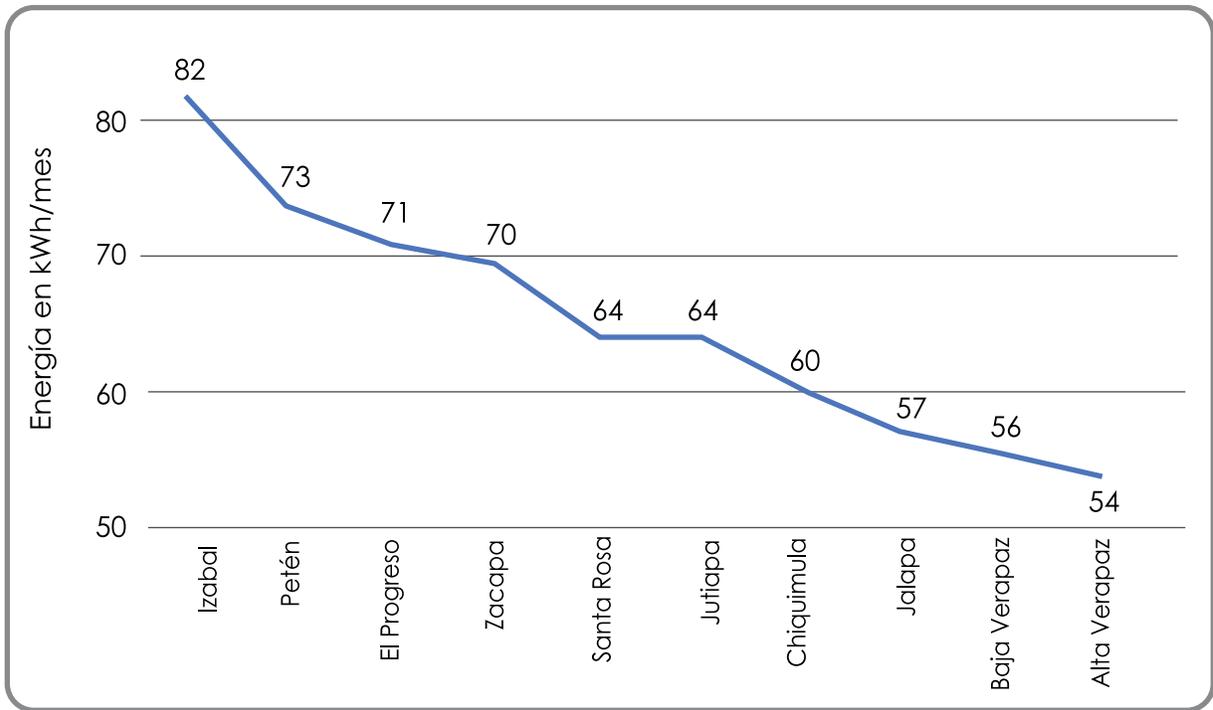
### DEOCSA Tarifa Social



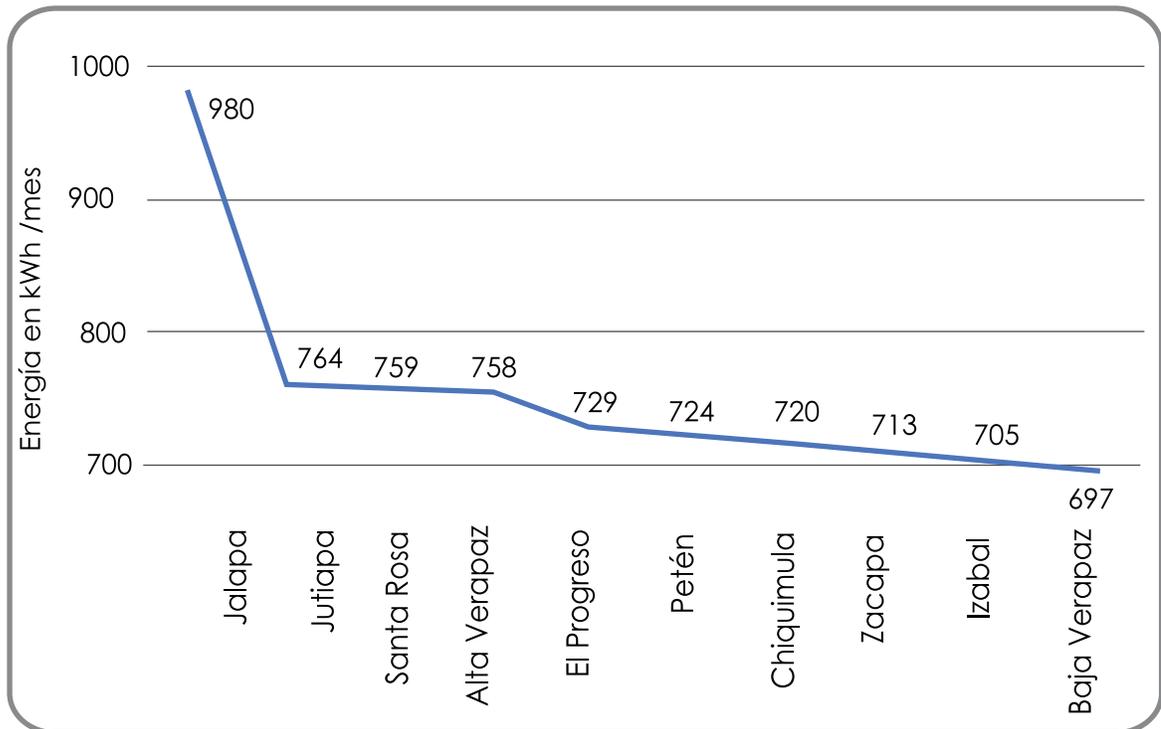
### DEOCSA Tarifa BTS



### DEORSA Tarifa Social



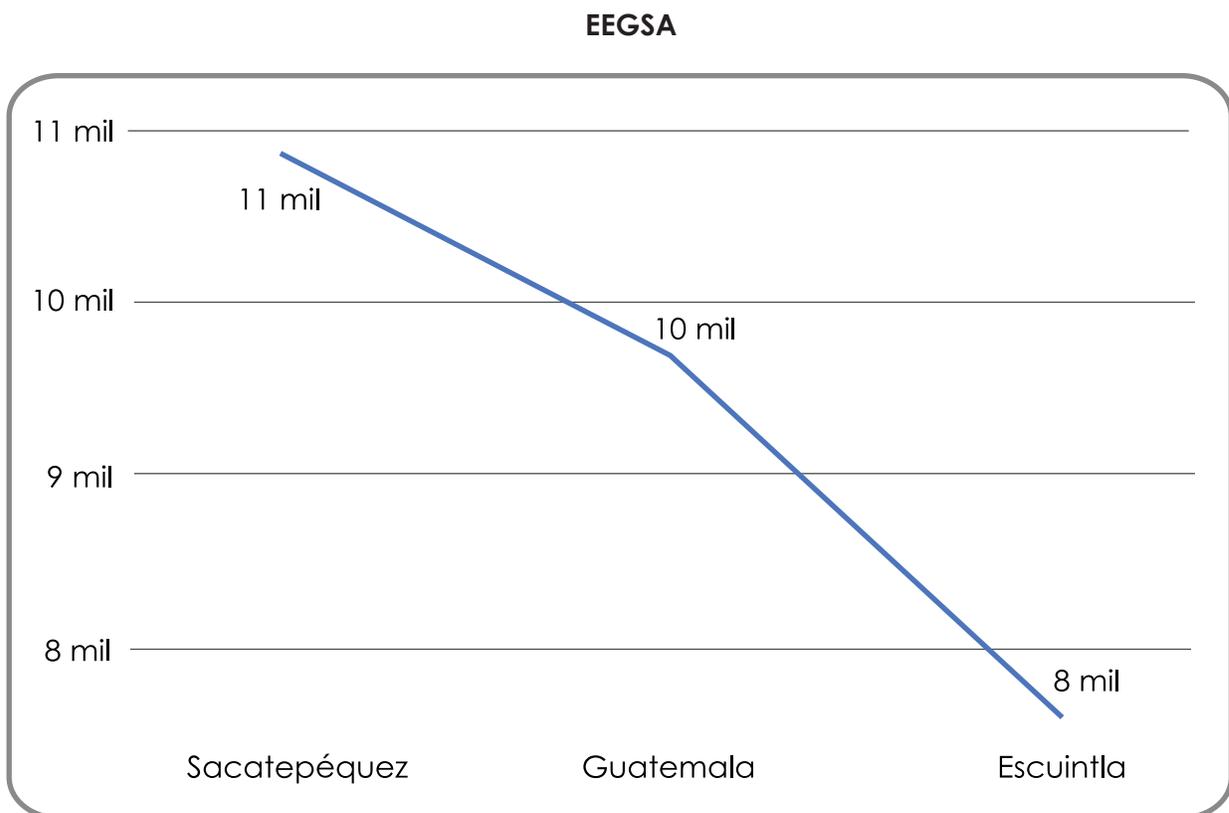
### DEORSA Tarifa BTS



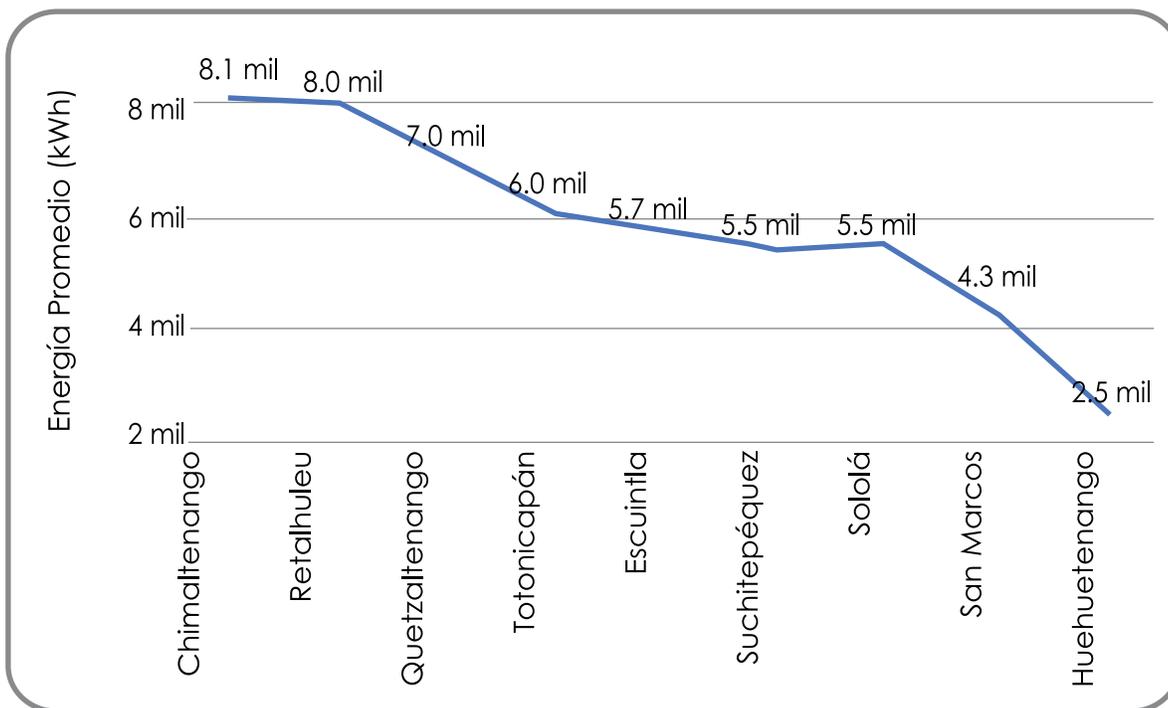
De las gráficas anteriores es posible resaltar lo siguiente:

- Con relación al consumo medio mensual de Tarifa Social, para EEGSA este valor se encuentra alrededor de 84 kWh mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 60 kWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 65 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 670 kWh mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 760 kWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 850 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 pertenecen al segmento de BTS sin llegar a niveles de consumo que requieran medición de demanda.

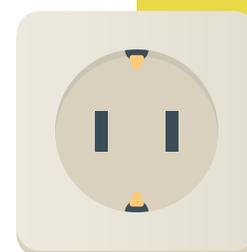
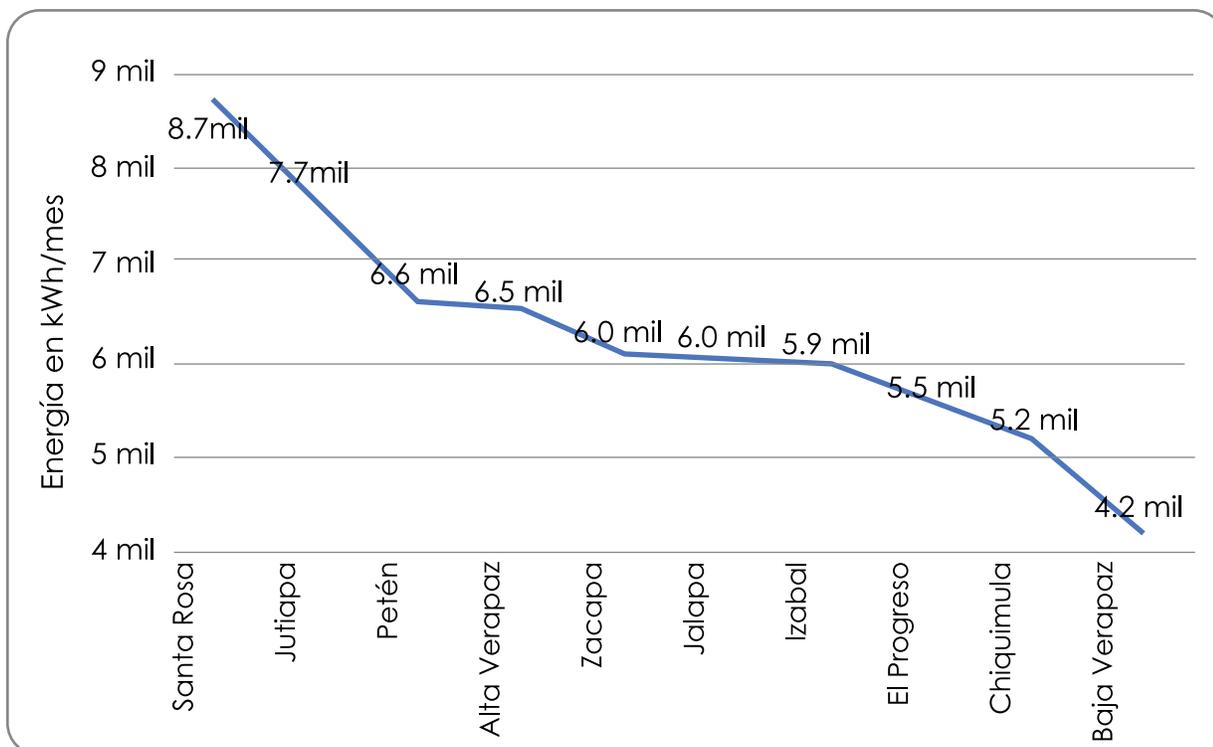
### Consumo medio de energía, usuarios en tarifas de Baja Tensión con Demanda (kWh/mes)



### DEOCSA



### DEORSA

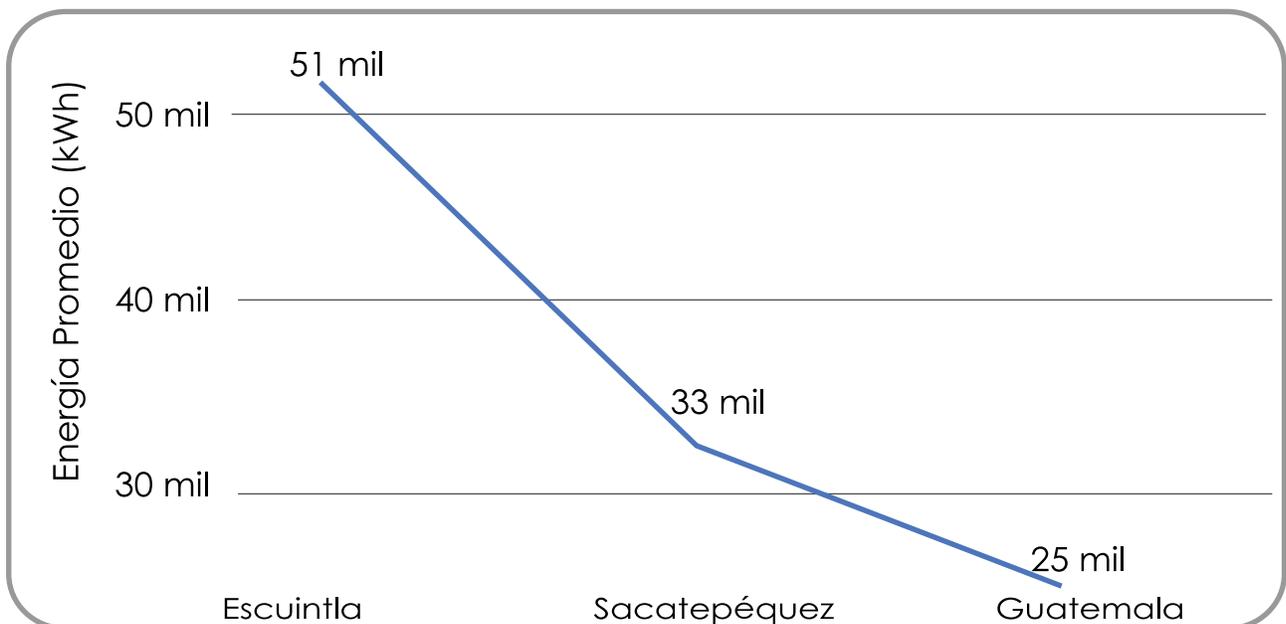


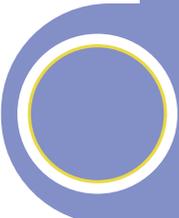
De las gráficas anteriores es posible resaltar lo siguiente:

- Con relación al consumo medio mensual de tarifas de Baja Tensión con Demanda, para EEGSA este valor se encuentra alrededor de 9.3 MWh, mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 5 MWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 6.5 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.
- 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.

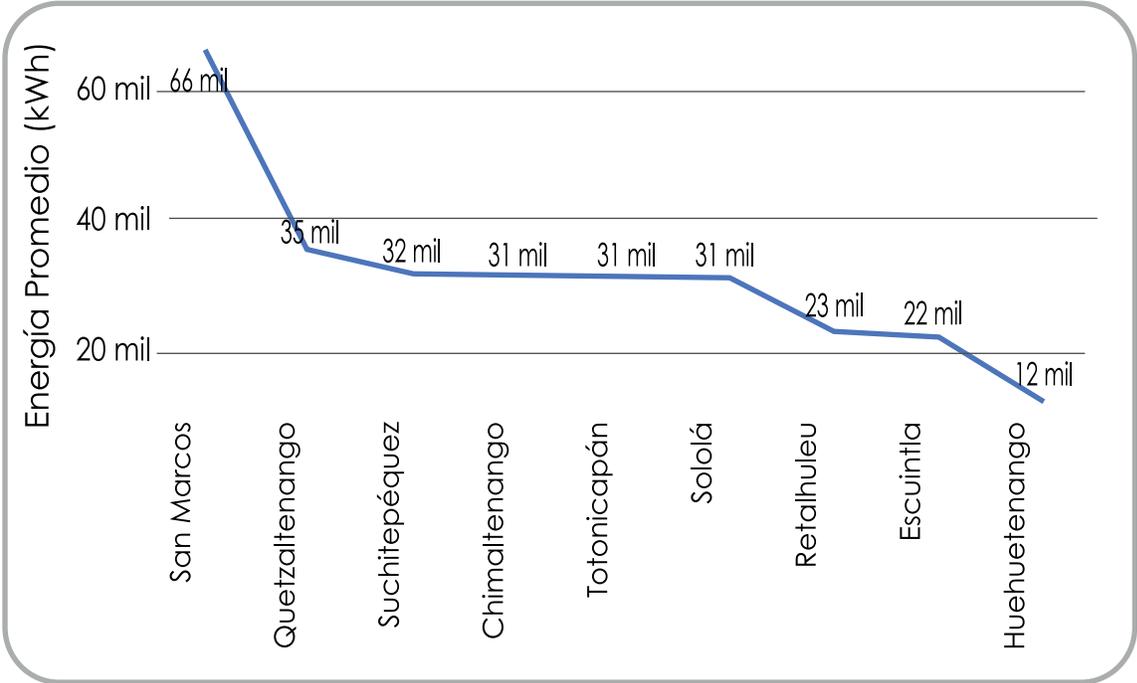
### Consumo medio de energía, usuarios en tarifas de Media Tensión con Demanda (kWh/mes)

EEGSA

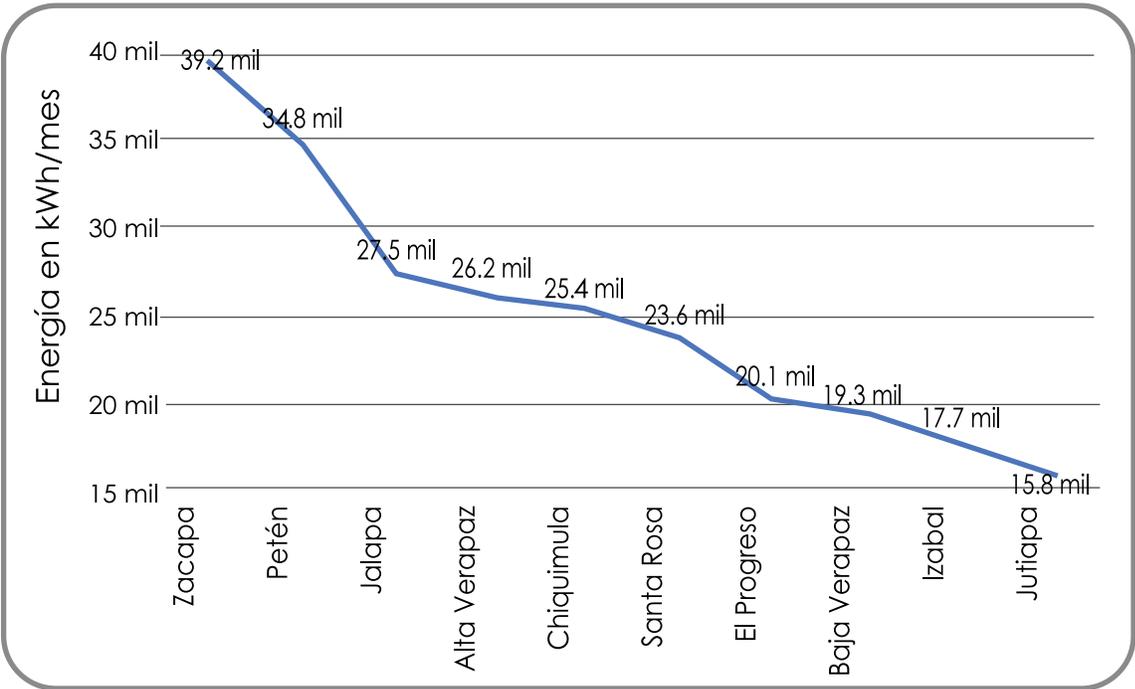




**DEOCSA**



**DEORSA**



De las gráficas anteriores es posible resaltar lo siguiente:

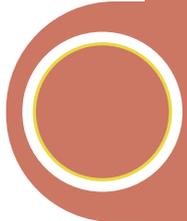
- Con relación al consumo medio mensual de tarifas de Baja Tensión con Demanda, para EEGSA este valor se encuentra alrededor de 42 MWh, mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 35 MWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 27 MWh.
- De ello se infiere que el consumo de los usuarios de la zona 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. La explicación de este fenómeno es que sí 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.

## 2.2. Monto Facturado por consumo de energía y potencia

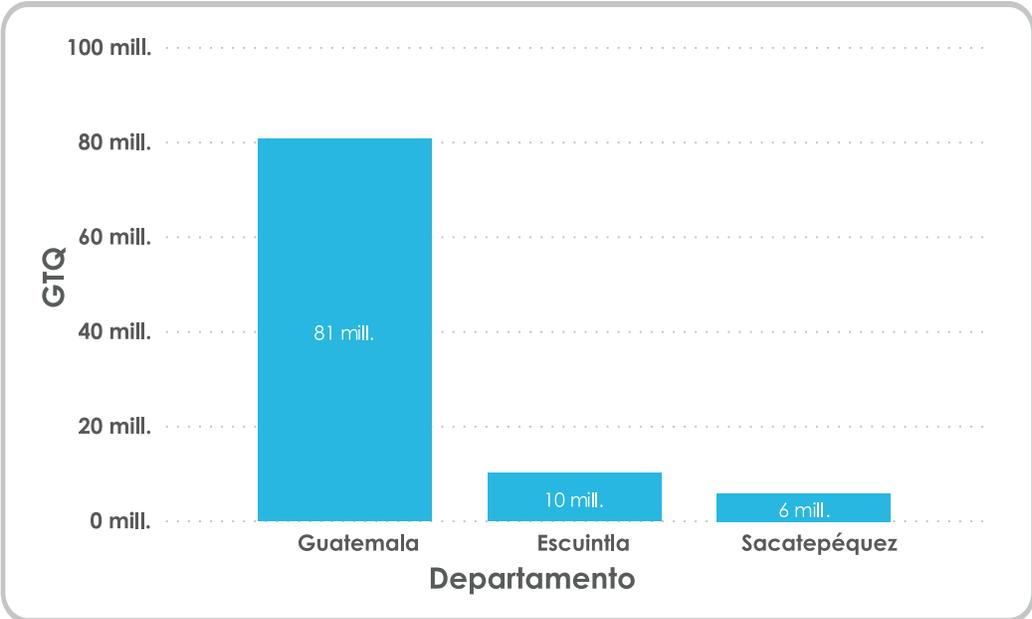
**Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia máxima 2019, EEGSA (GTQ)**

### Energía



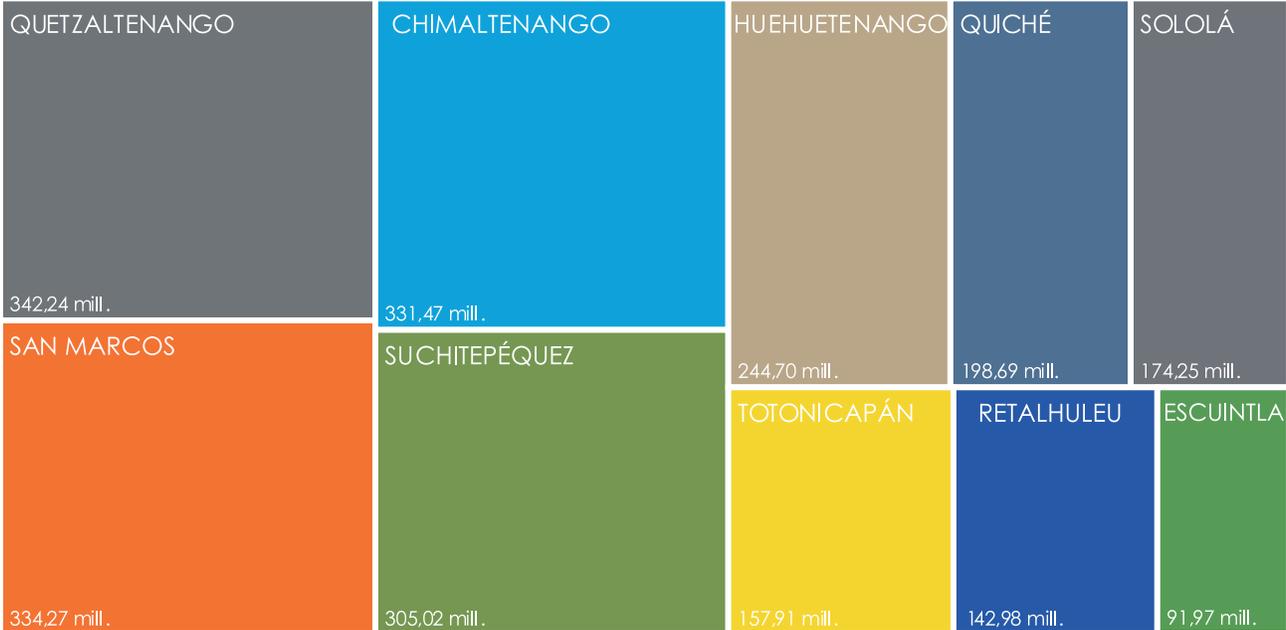


### Potencia máxima



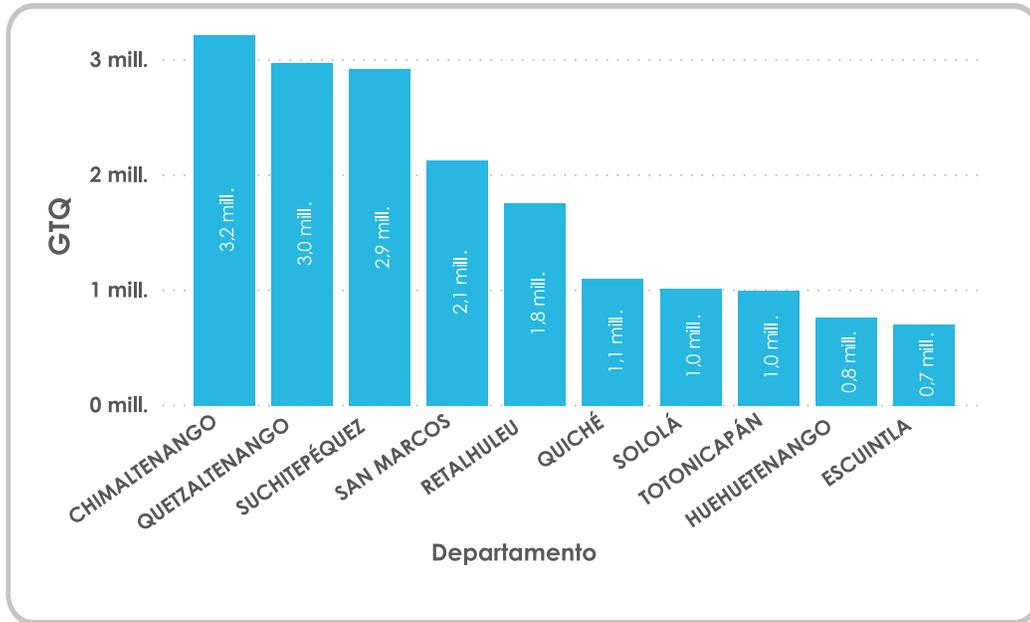
### Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia 2019, DEOCSA (GTQ)

#### Energía



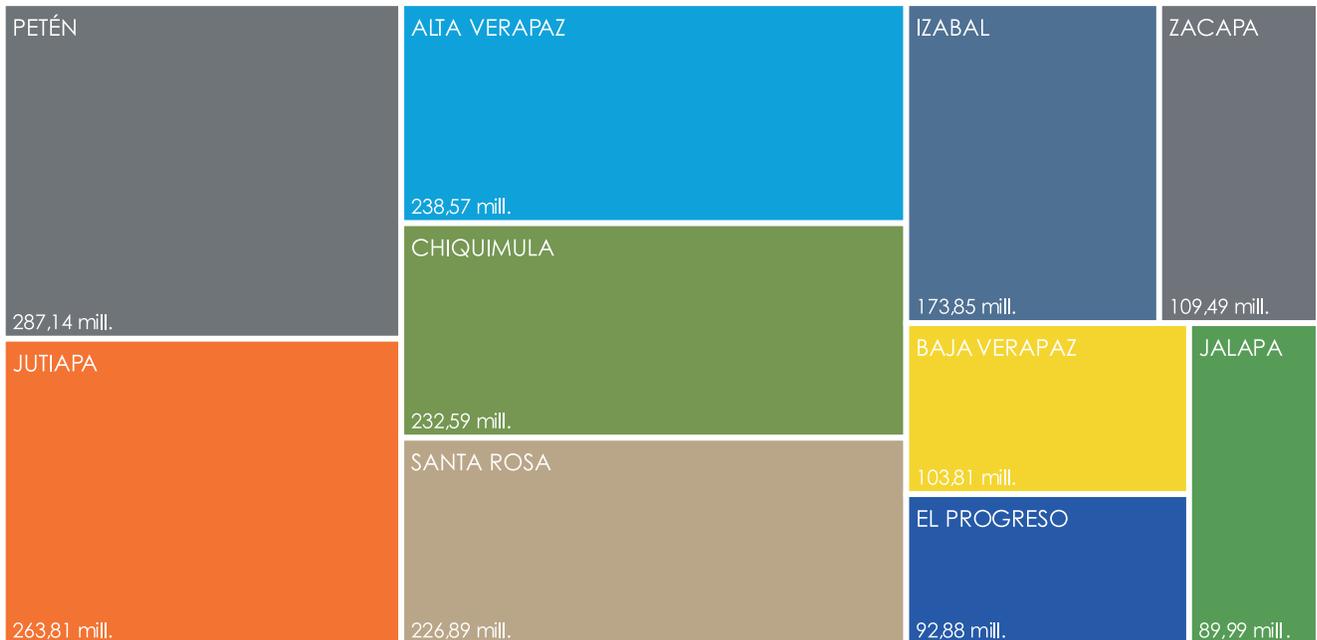


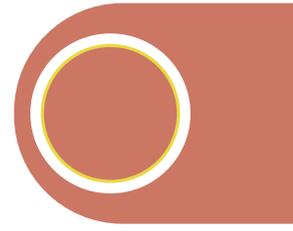
## Potencia Máxima



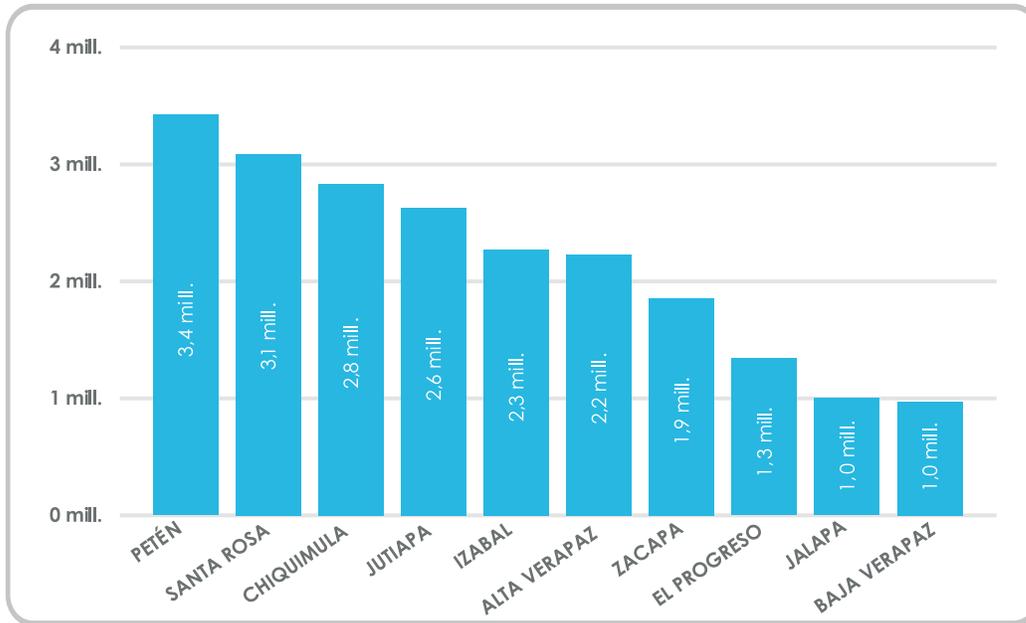
## Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia 2019, DEORSA (GTQ)

### Energía





## Potencia Máxima



Al observar las gráficas anteriores es posible indicar que:

- Si se observan los niveles y 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. APOORTE 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, siempre y cuando estos usuarios cumplan con los requisitos definidos por el INDE y se mantengan dentro de los niveles de consumo que dicho ente defina.

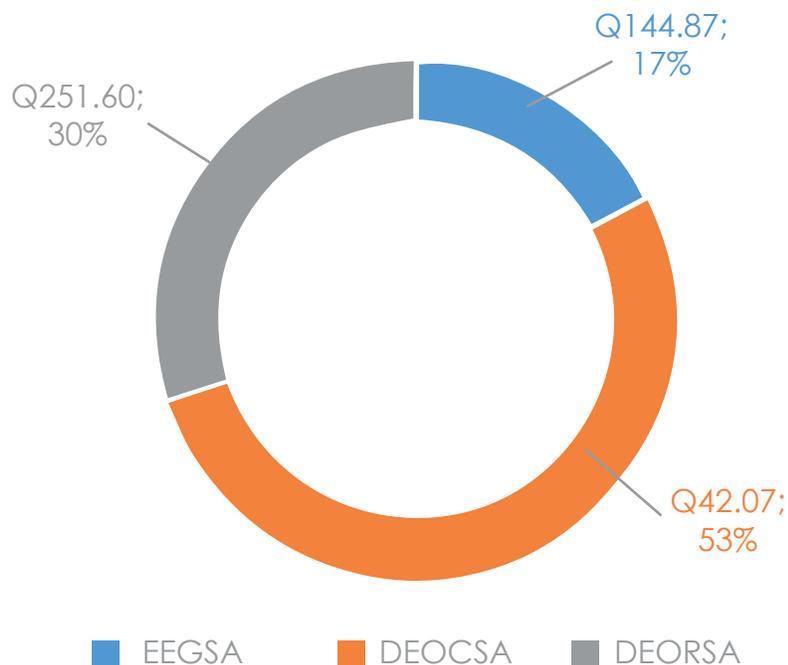
Para ello el INDE eroga los fondos requeridos para la realización del descuento directo a la facturación de los usuarios, reduciendo así el precio de la factura que estos pagan. Dicho descuento ha sido financiado con recursos propios del INDE y en los últimos años se ha incluido fondo en el Presupuesto General de la Nación para dicho fin. Por otra parte, aunque CNEE no tiene obligación legal de supervisar el otorgamiento de subsidios, se brinda apoyo inter-institucional 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 los criterios que las Distribuidoras 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 se ha focalizado en los usuarios con consumos de 1 a 100 kilovatios-hora al mes. Durante el año 2019 los precios del kilovatio-hora, aplicando el subsidio según los rangos de consumo establecidos por el INDE, fueron los siguientes:

Mes	EEGSA			DEOCSA			DEORSA		
	1 a 60 kWh	61 a 88 kWh	89 a 100	1 a 60 kWh	61 a 88 kWh	89 a 100	1 a 60 kWh	61 a 88 kWh	89 a 100
ene-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.7794	Q1.5300	Q0.50	Q0.7794	Q 1.4860
feb-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.7794	Q1.5900	Q0.50	Q0.7794	Q1.5430
mar-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.7794	Q1.5900	Q0.50	Q0.7794	Q1.5430
abr-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.7794	Q1.5900	Q0.50	Q0.7794	Q1.5430
may-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.7794	Q1.6500	Q0.50	Q0.7794	Q1.6000
jun-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.7794	Q1.6500	Q0.50	Q0.7794	Q1.6000
jul-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.7794	Q1.6500	Q0.50	Q0.7794	Q1.6000
ago-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.7794	Q 1.7100	Q0.50	Q0.7794	Q1.6560
sep-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.7794	Q1.7100	Q0.50	Q 0.7794	Q1.6560
oct-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.7794	Q1.7100	Q0.50	Q 0.7794	Q1.6560
nov-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q 0.8105	Q0.0
dic-19	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q0.8105	Q0.0	Q0.50	Q 0.8105	Q0.0

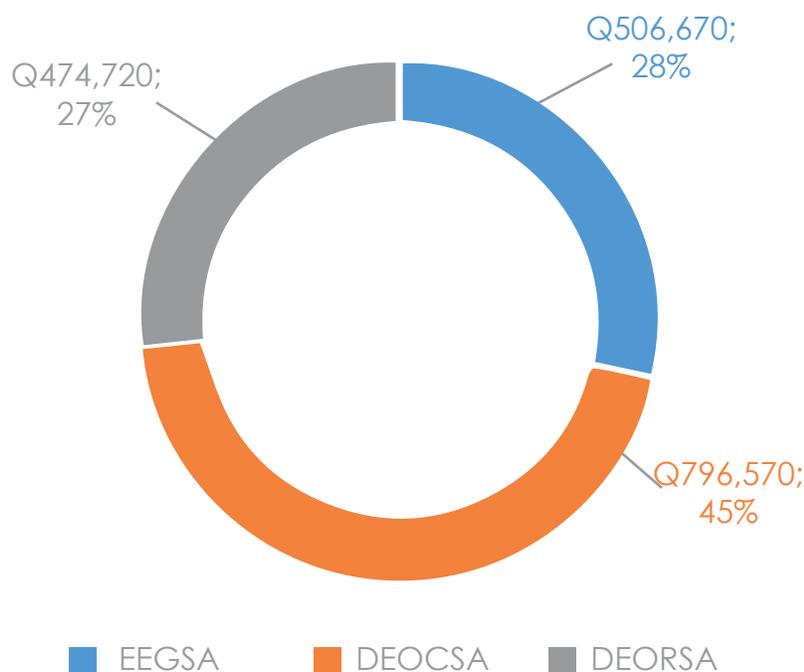
Es importante indicar que durante el año 2019 el monto total de Aporte INDE otorgado a los usuarios de Tarifa Social fue de Q838.54 millones y su asignación por distribuidora se muestra en la siguiente gráfica:

### Aporte INDE 2019 por Distribuidora en Millones Q



De igual forma es importante indicar que durante el año 2019 la cantidad mensual promedio de usuarios beneficiados con Aporte INDE fue de 1,779,960 usuarios. La asignación por Distribuidora se muestra a continuación:

### Promedio mensual de usuarios beneficiados con Aporte INDE por distribuidora, año 2019



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

### EEGSA



### DEOCSA

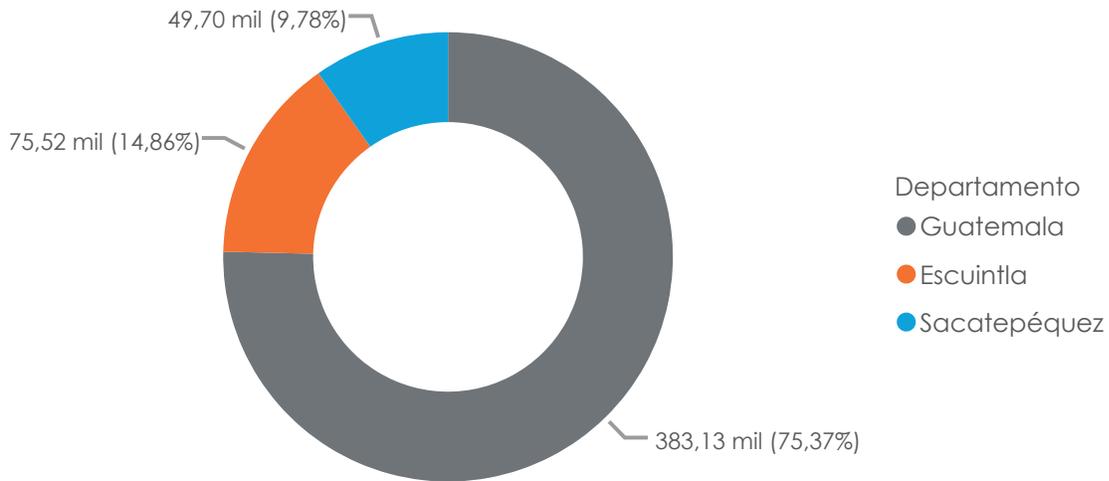


### DEORSA

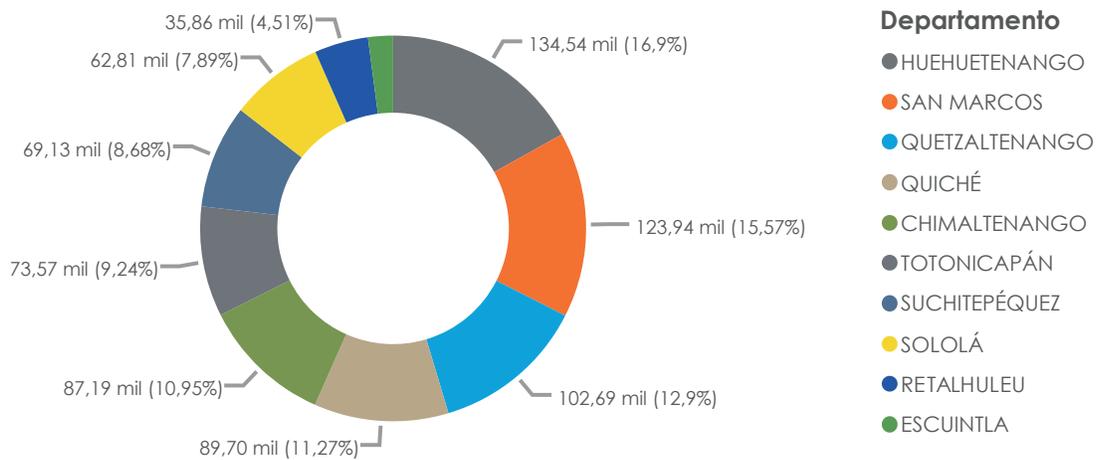


### 3.2 Usuarios Beneficiados por el Aporte Social INDE

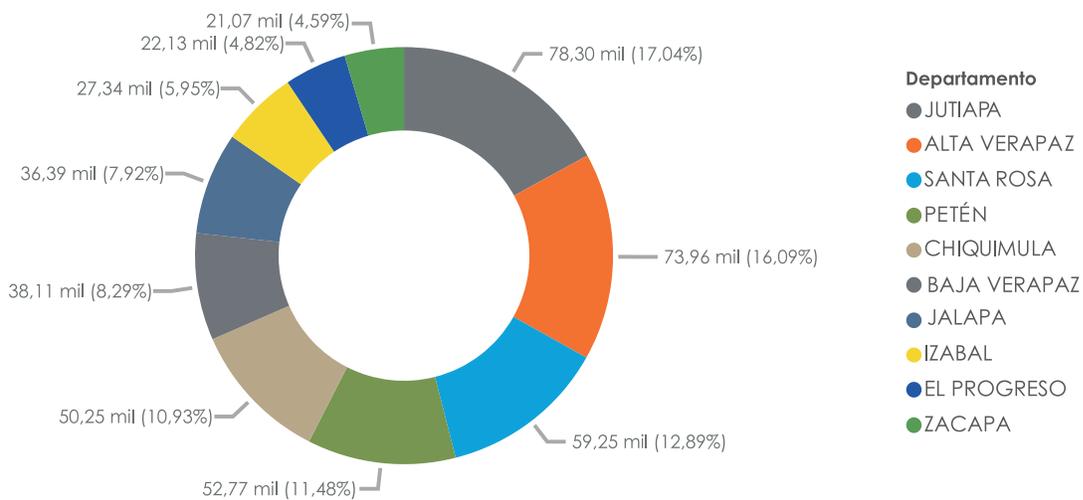
#### Usuarios beneficiados durante 2019 con Aporte INDE, EEGSA



#### Usuarios beneficiados durante 2019 con Aporte INDE, DEOCSA



#### Usuarios beneficiados durante 2019 con Aporte INDE, DEORSA



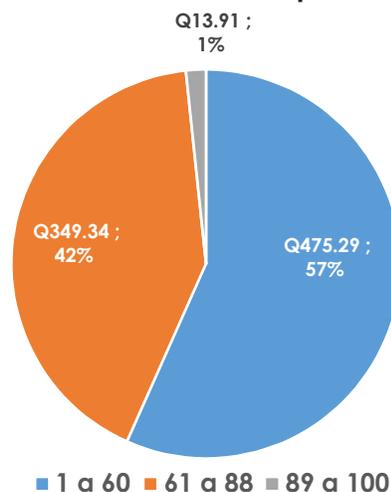
Con base en los juegos de gráficas expuestos anteriormente (montos de aporte y usuarios beneficiados por distribuidora y departamento), es posible comentar lo siguiente:

- 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 usuario 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 bajos.

### 3.3 Montos de Aporte Social INDE y usuarios beneficiados por rango de consumo en el 2019

Finalmente es importante presentar la distribución del Aporte INDE según los rangos de consumo que dicho ente ha fijado para el otorgamiento escalonado del beneficio a los usuarios. Por esto, a continuación se presenta la gráfica consolidada para EEGSA, DEOCSA y DEORSA del Aporte INDE otorgado por rango de consumo:

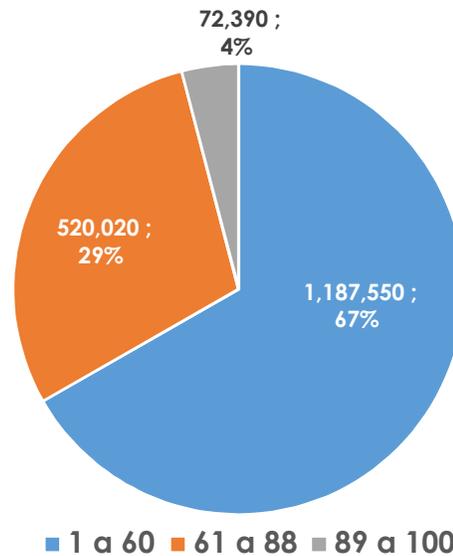
**Monto de Aporte INDE en Millones de Q por rango de consumo, año 2019**



Como se observa en la gráfica anterior, la mayor proporción de Aporte INDE se destina al rango de menor consumo, beneficiando así a los usuarios de más escasos recursos. Valga mencionar que desde el 2018, el rango de 89 a 100 kWh, según disposición del INDE, ya no se otorgó a usuarios de EEGSA y que a partir de noviembre 2019 ya no se otorgó a usuarios de DEOCSA y DEORSA.

De igual forma se presenta la distribución de usuarios beneficiados con Aporte INDE clasificados por los referidos rangos de consumo, utilizando para el efecto el valor promedio mensual:

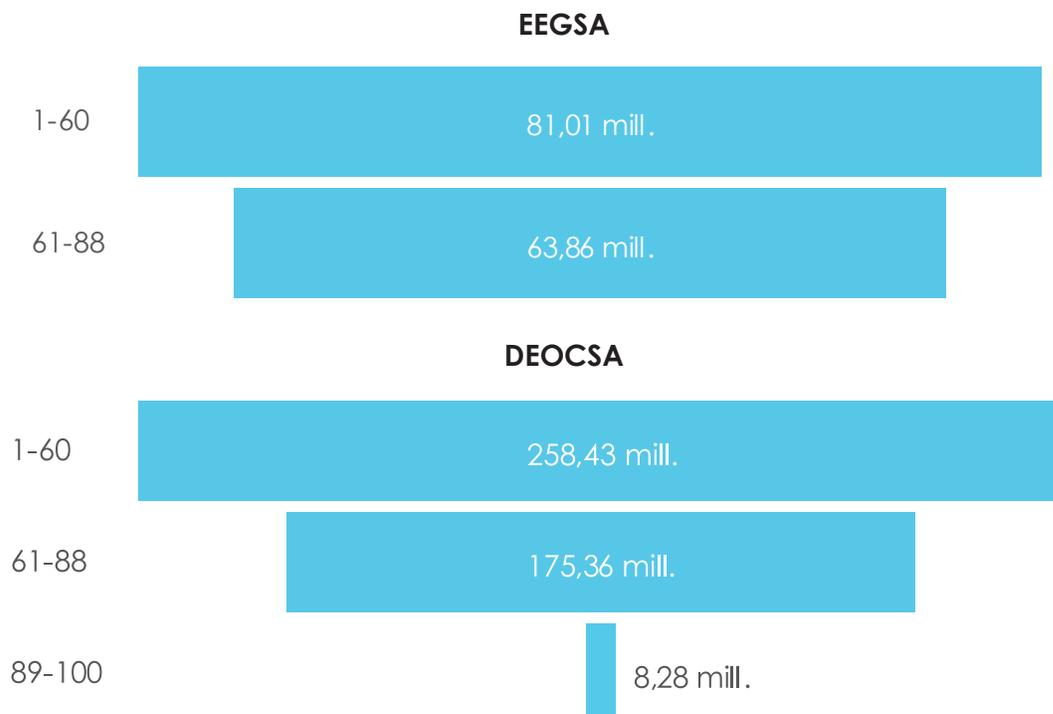
## Usuarios beneficiados con Aporte INDE por rango de consumo, año 2019



Con se evidencia en la gráfica, existe una correlación directa entre la cantidad de usuarios beneficiados y los montos de Aporte INDE otorgados según los rangos de consumo establecidos. Así, la mayoría de usuarios beneficiados están en el rango de consumo de 1 a 60 kWh, lo cual corrobora que el Aporte INDE, en su mayoría, está beneficiando a los usuarios con menor consumo y por ende con recursos más escasos.

### 3.4 Aporte INDE en el 2019 por rango de consumo y por Distribuidora en MQ

A continuación se presentan gráficas que muestran la distribución del Aporte INDE por rango de consumo, detallando los datos por Distribuidora:

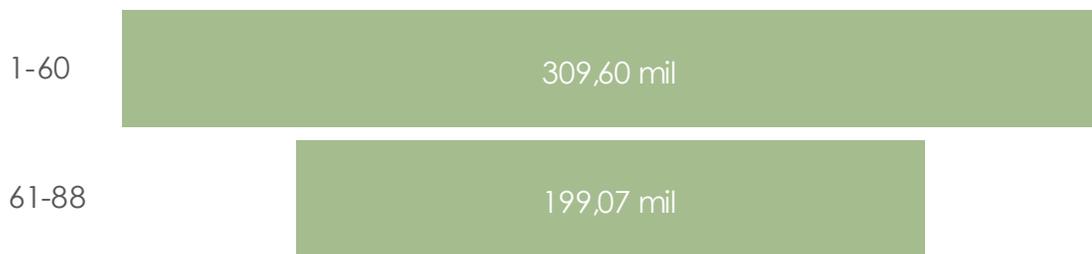


### DEORSA



### 3.5 Usuarios Beneficiados en el 2019 por rango de consumo y por Distribuidora en MQ

#### EEGSA



#### DEOCSA



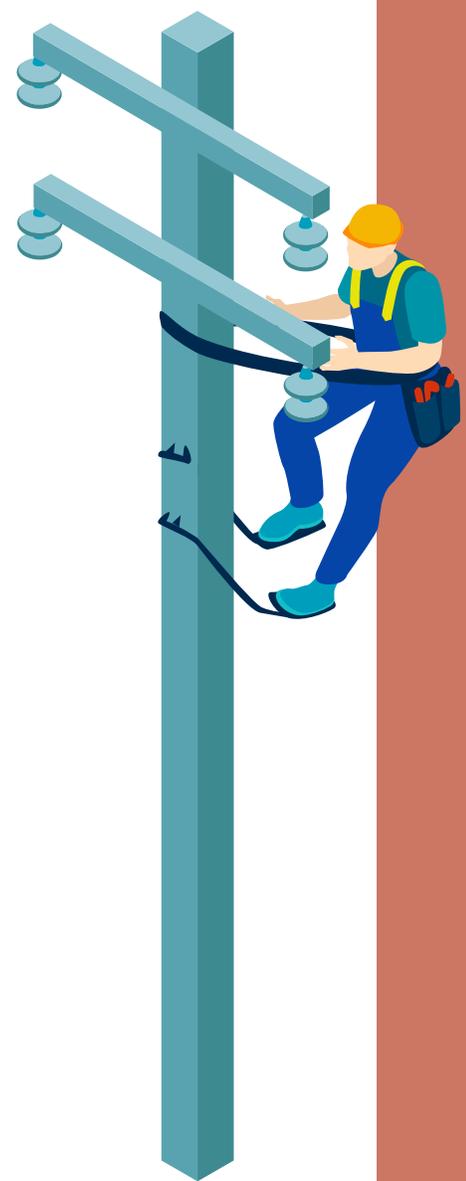
#### DEORSA



## 4. TASA MUNICIPAL DE ALUMBRADO PÚBLICO

A continuación se exponen algunos conceptos importantes sobre el tema:

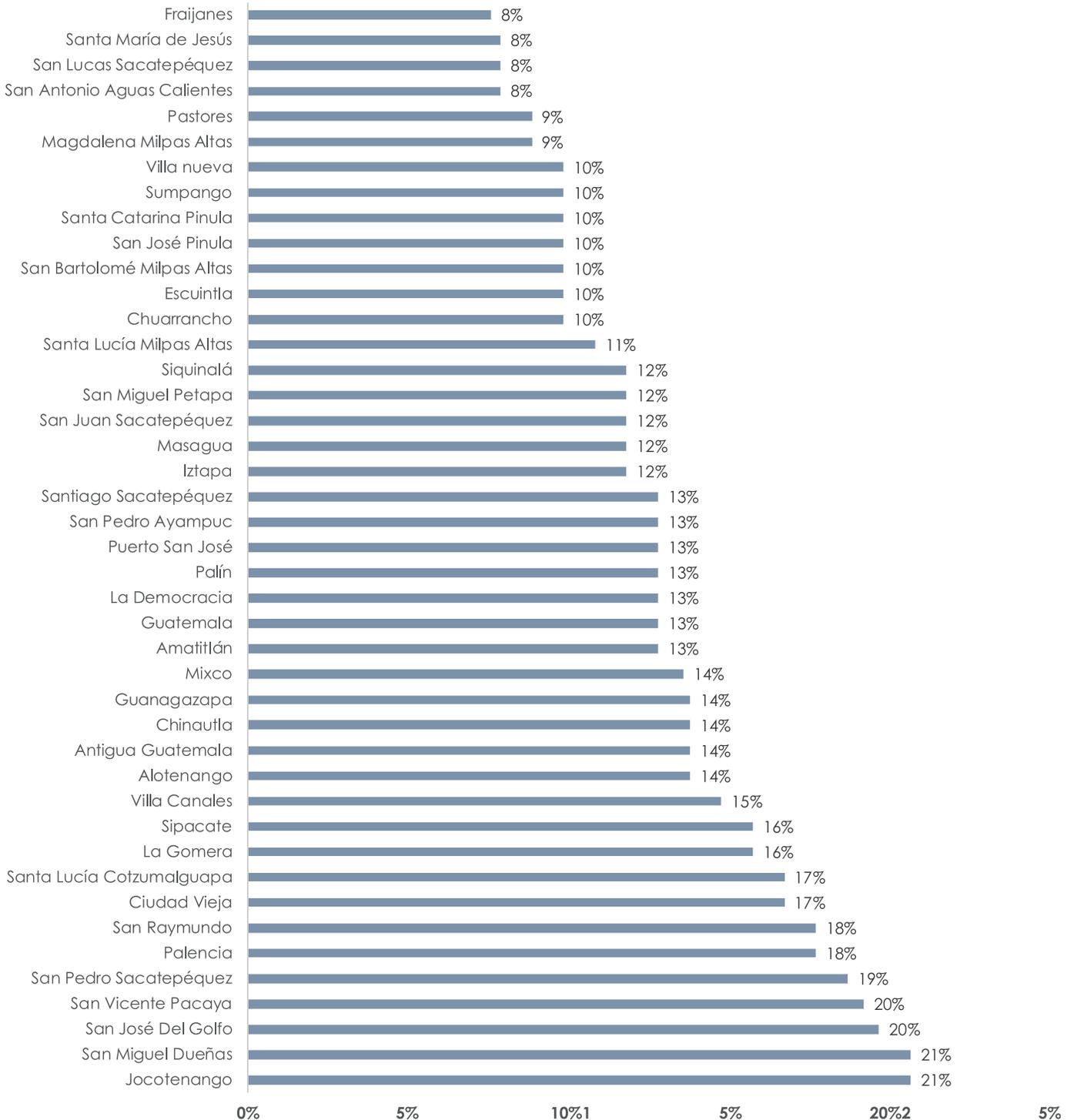
- La Tasa de Alumbrado Público es el cobro que las Municipalidades realizan a sus vecinos por el servicio de Alumbrado Público como un servicio municipal (similar al agua potable, alcantarillado, extracción de basura, etc.) y el monto o cantidad a cobrar a los vecinos lo determinan las Municipalidades 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 le llega a cada usuario.



## 4.1 Tasas Municipales de Alumbrado Público a nivel República

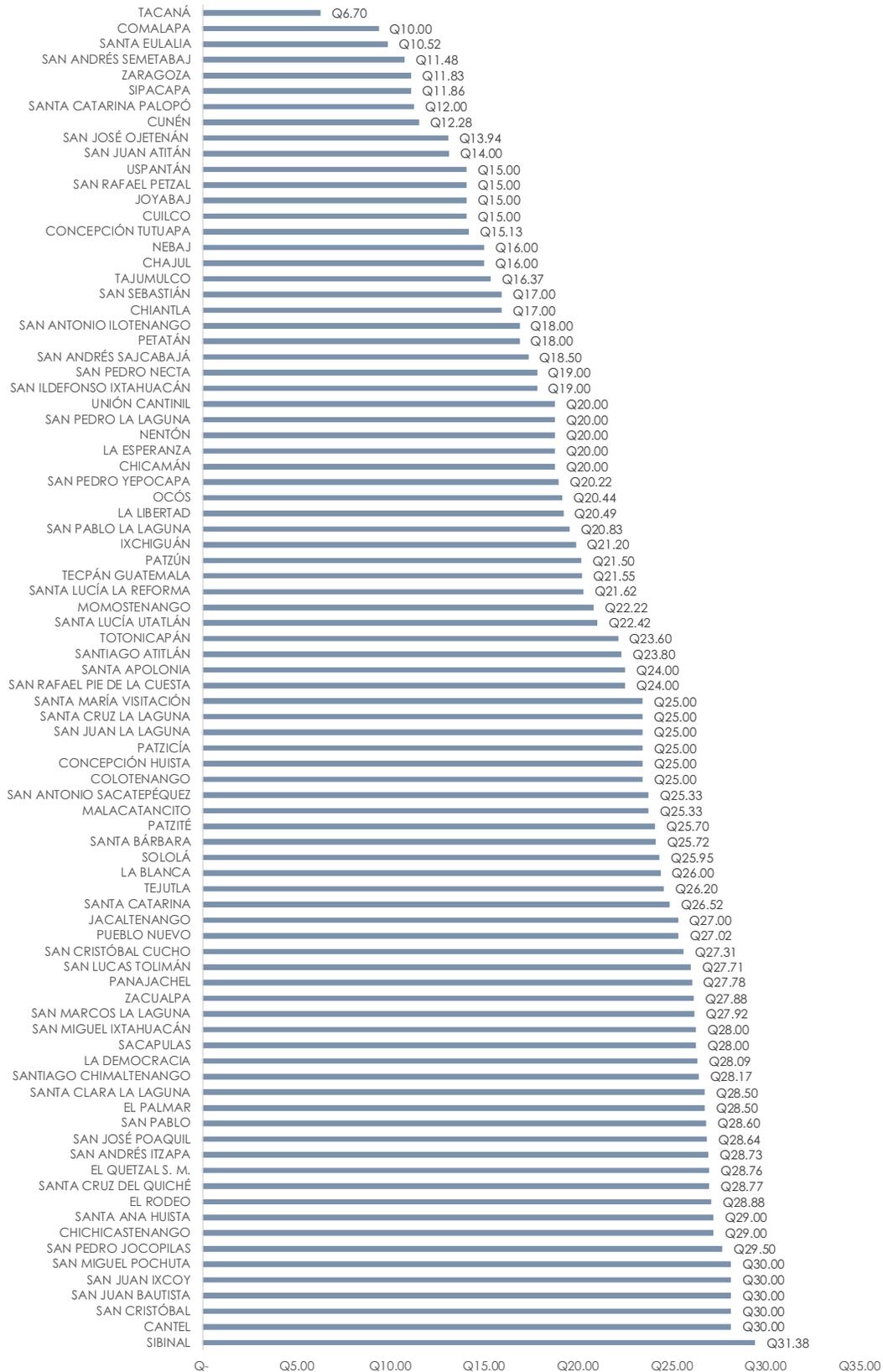
### Zona Central EEGSA

#### TASAS DE AP POR MUNICIPIO AÑO 2019 (GTQ)

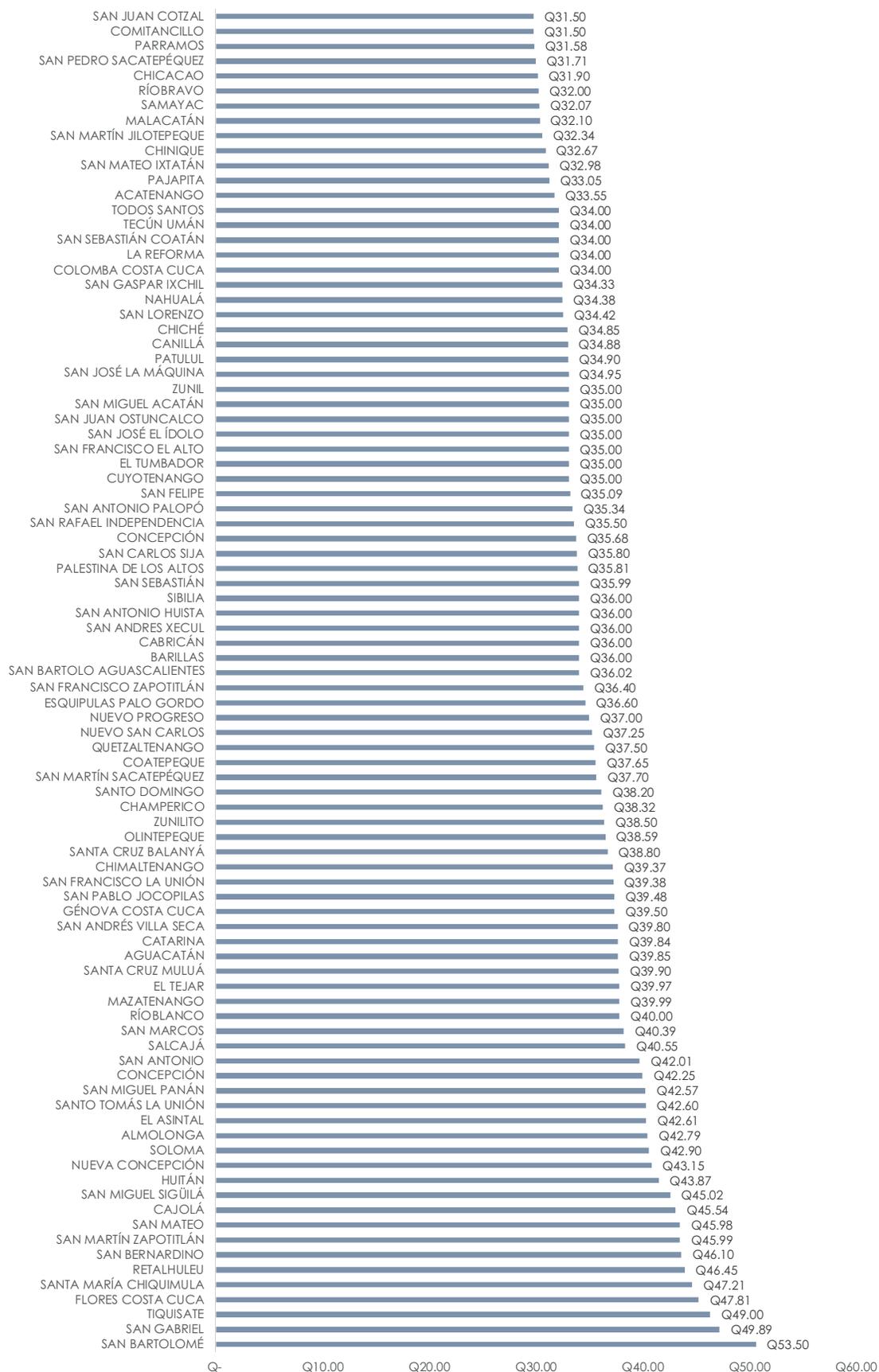


## Zona Occidente, DEOCSA

### TASAS DE AP POR MUNICIPIO AÑO 2019 (GTQ)

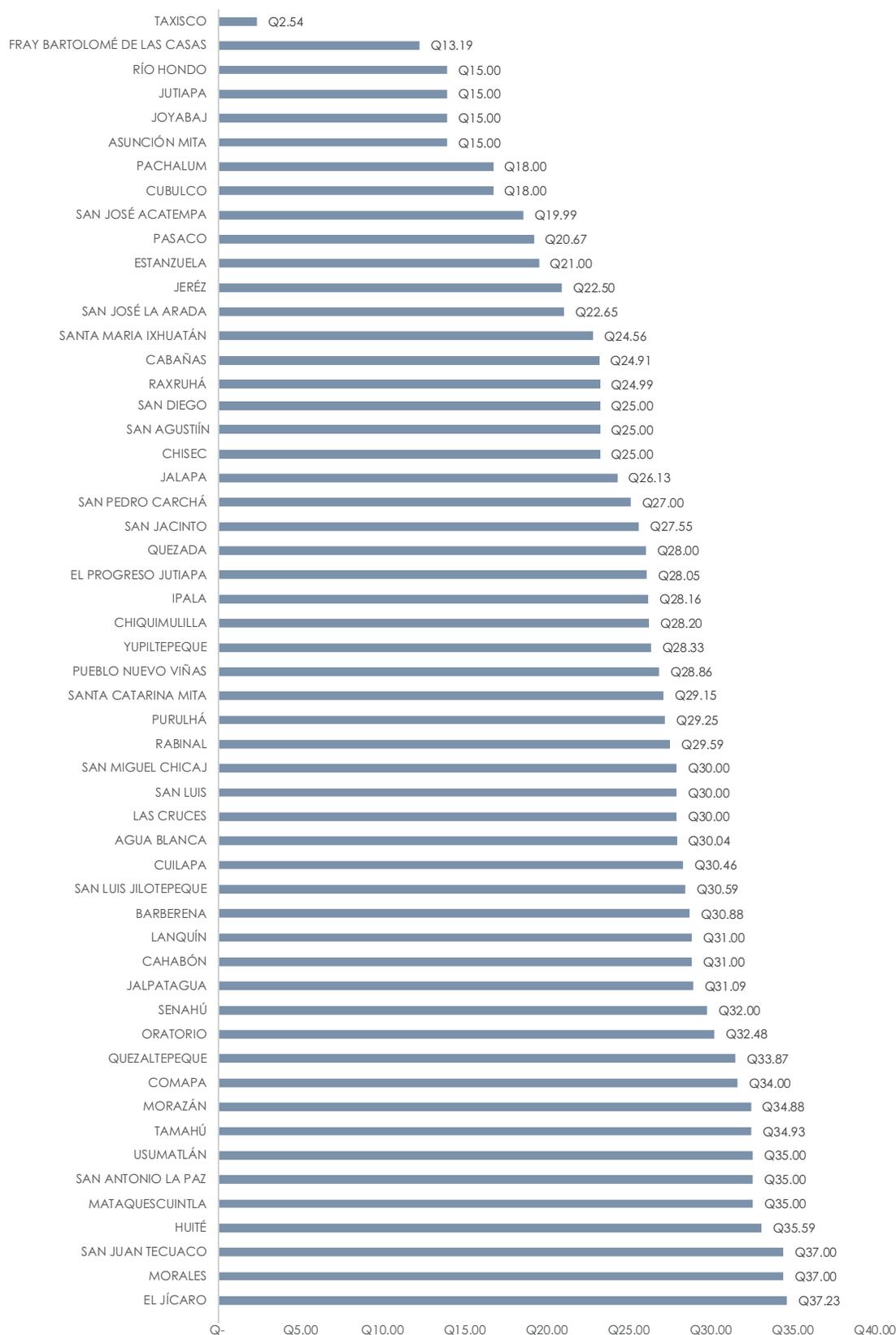


## TASAS DE AP POR MUNICIPIO AÑO 2019 (GTQ)

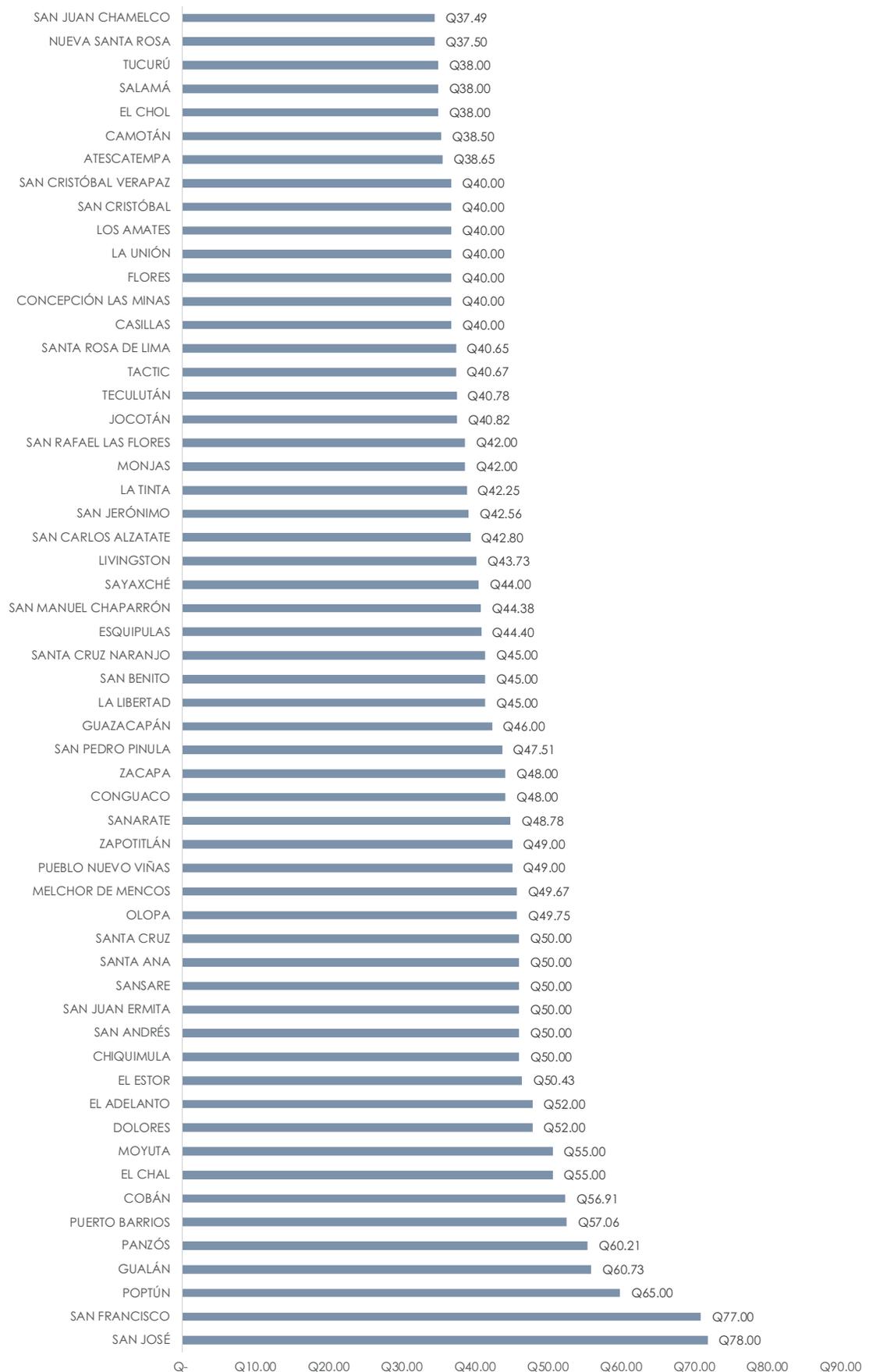


## Zona Oriente, DEORSA

### TASAS DE AP POR MUNICIPIO AÑO 2019 (GTQ)



## TASAS DE AP POR MUNICIPIO AÑO 2019 (GTQ)

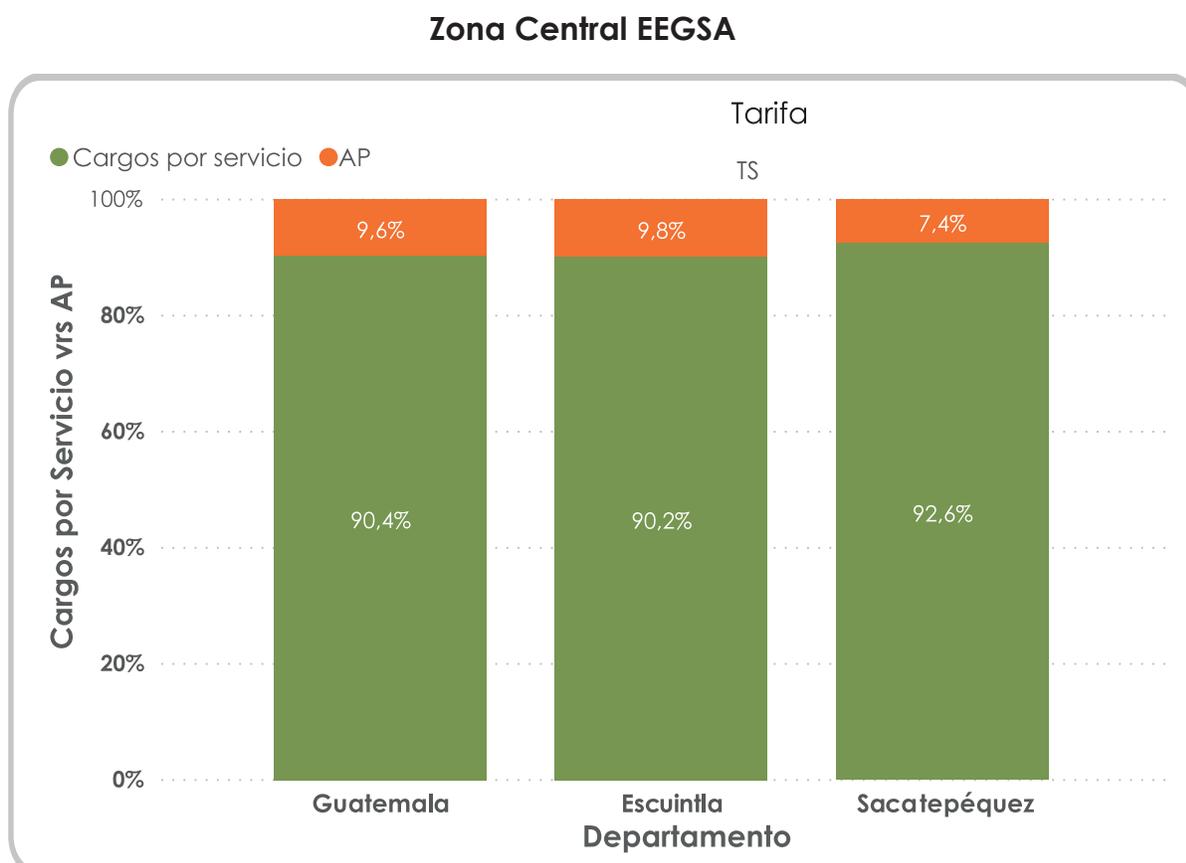


De las anteriores gráficas es posible resaltar lo siguiente:

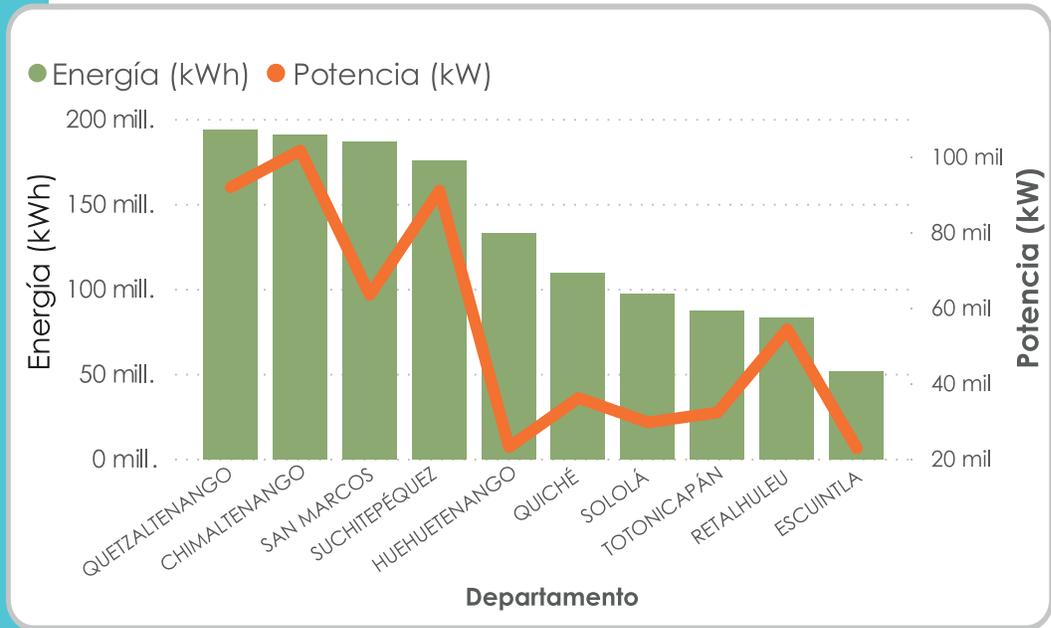
- La existencia de metodologías diversas para el cálculo de esta Tasa de Alumbrado Público origina contrastes entre los valores que se cobran por este concepto en las áreas de cobertura de las Distribuidoras.
- En las municipalidades del área de cobertura de DEOCSA y DEORSA, donde la metodología principal es un monto fijo, los valores promedio son Q30.41 y Q37.19, respectivamente.
- Las Tasas más altas se observan en la región oriente del país donde los municipios de San José (Q78.00), San Francisco (Q77.00) y Poptún (Q65.00), todos del Departamento de El Petén, cobran las tasas más altas del país.

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

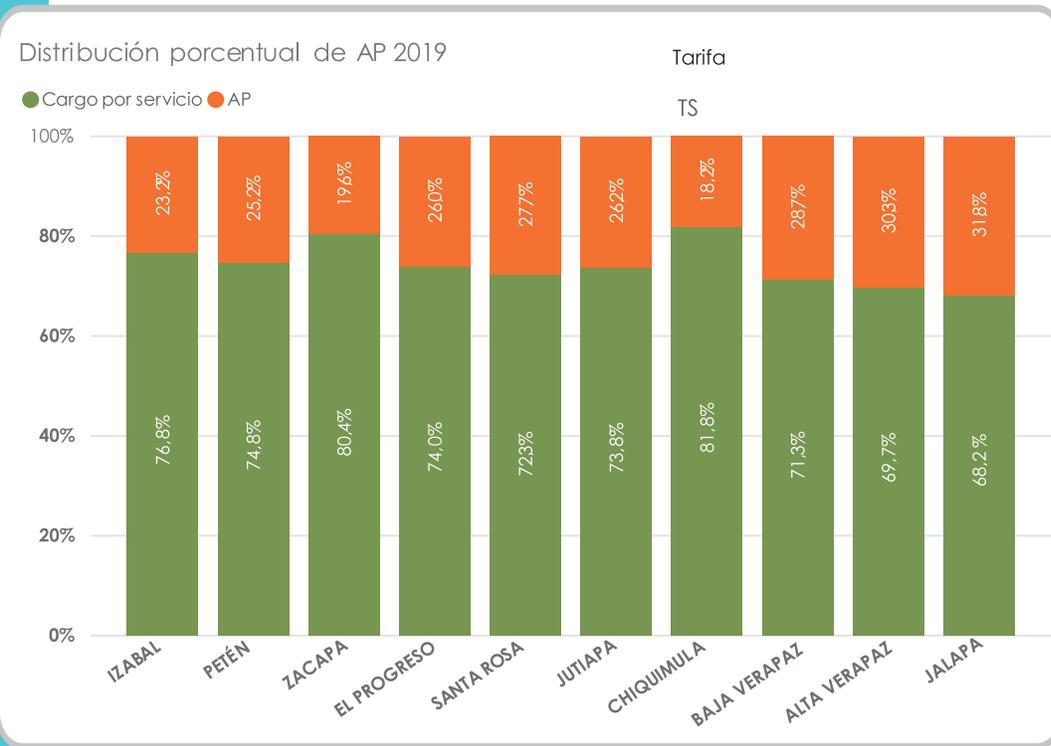
Para medir el impacto del cobro de la Tasa de Alumbrado Público (que constituye un servicio municipal diferenciado del servicio de energía propiamente dicho) dentro de la facturación del usuario, se muestran las siguientes gráficas donde se ha escogido mostrar el peso de dicho cobro sobre la facturación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



### Zona Occidente, DEOCSA



### 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 7% 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 21% y un 31% del total facturado a los usuarios de estas regiones.

### 4.3 Montos de Tasa de Alumbrado Público recaudados en la facturación a los usuarios versus Montos facturados a las Municipalidades por consumo de lámparas de AP

A continuación se muestran gráficas donde se observa el monto total de Tasa de Alumbrado público que las Distribuidoras recaudan en las facturas de los usuarios y se compara frente al monto que cobran a las municipalidades por el consumo de las lámparas de Alumbrado Público, determinándose el diferencial resultante.

#### Zona Central EEGSA

Recaudación de AP en el 2019 por Departamento (GTQ)



Facturación de AP en el 2019 por Departamento (GTQ)



**Zona Occidente, DEOCSA**

Recaudación de AP en el 2019 por Departamento (GTQ)

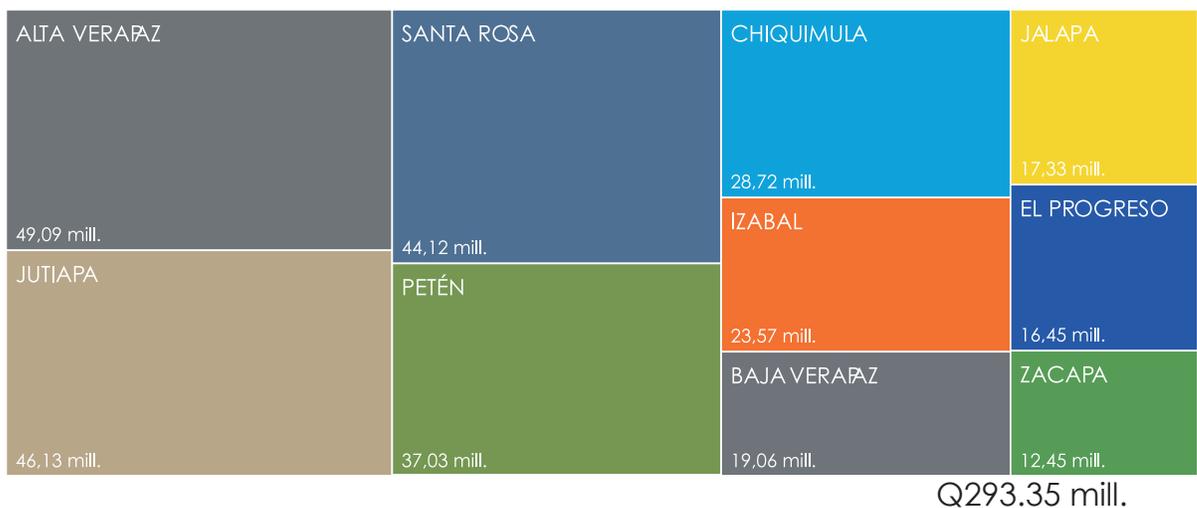


Facturación de AP en el 2019 por Departamento (GTQ)

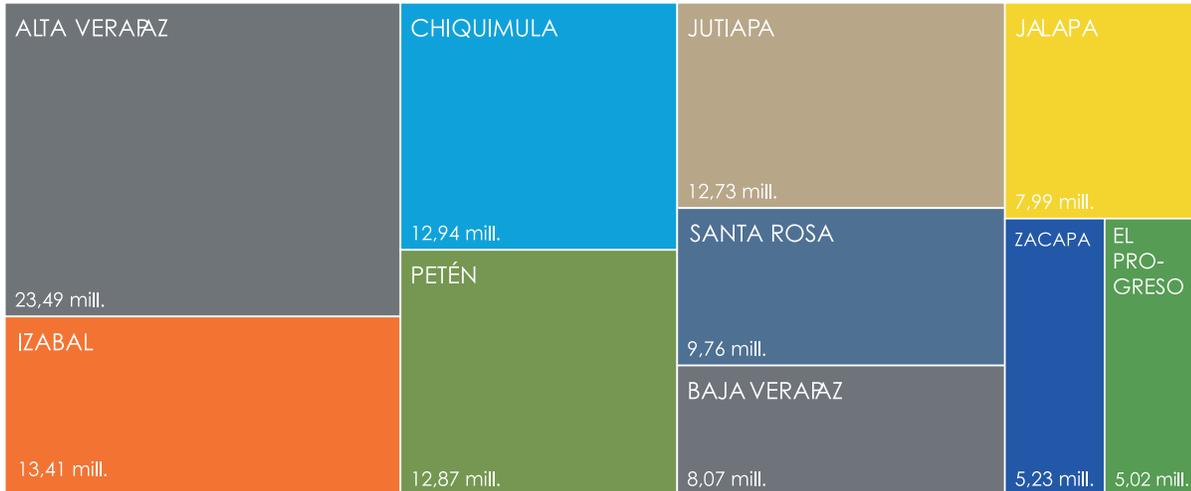


**Zona Oriente, DEORSA**

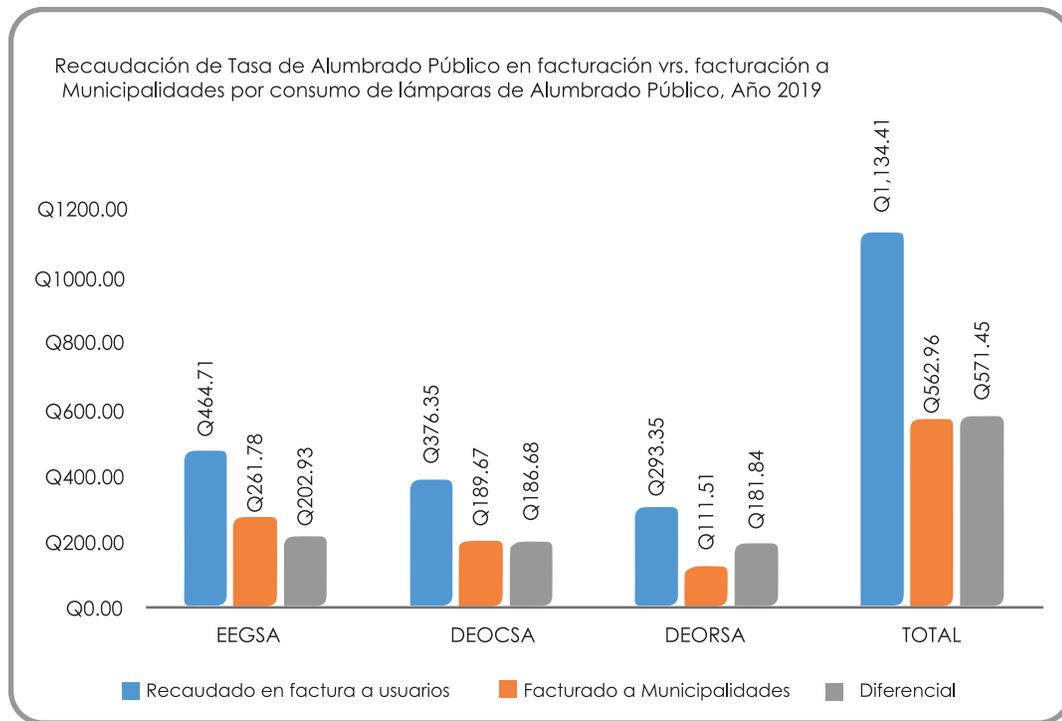
Recaudación de AP en el 2019 por Departamento (GTQ)



## Facturación de AP en el 2019 por Departamento (GTQ)



Q111.51 mill.



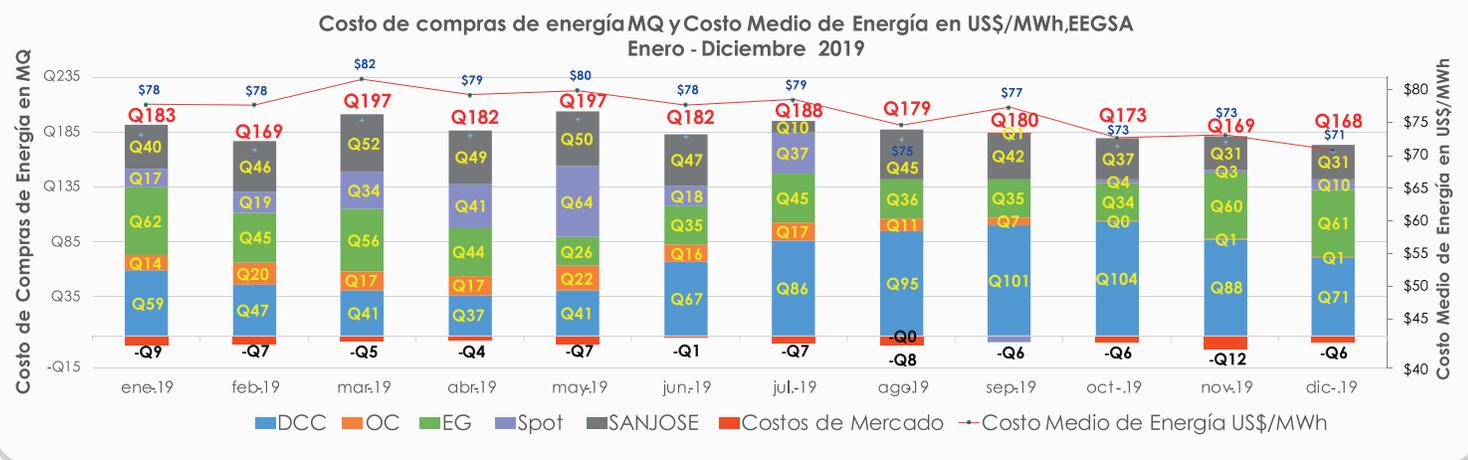
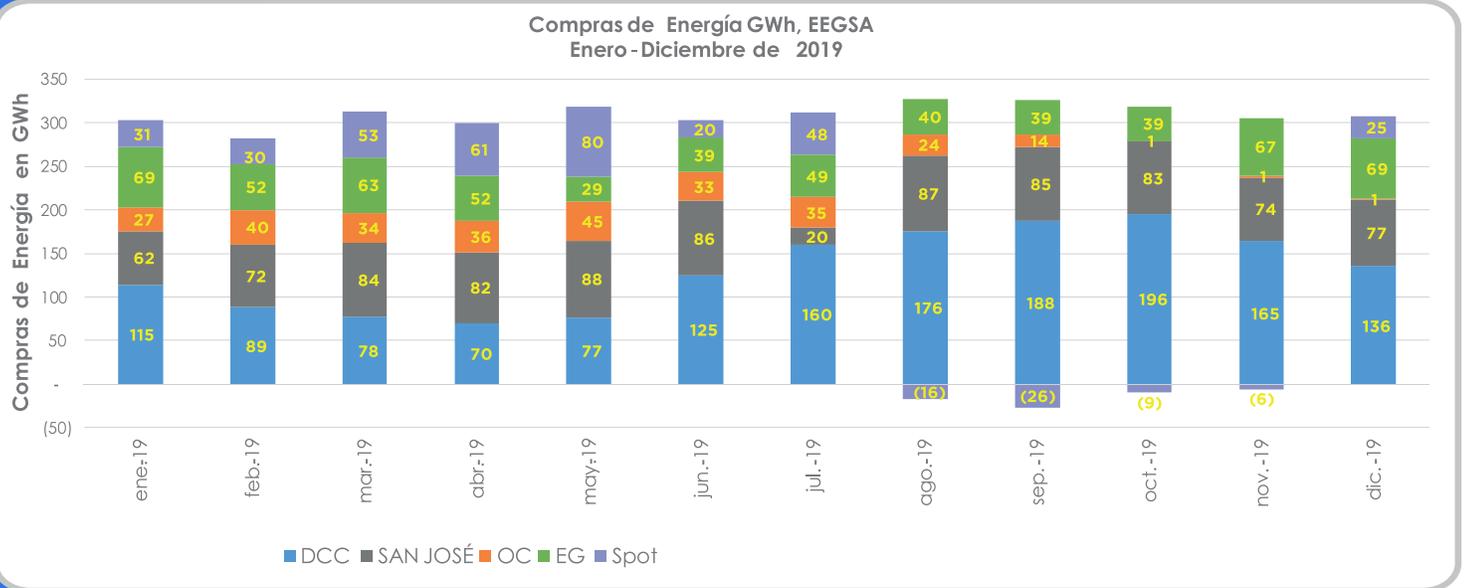
En la gráfica anterior se observa cómo existen diferencias significativas entre los montos que las Distribuidoras recaudan en la facturación de los usuarios y los montos cobrados a las municipalidades como pago por la energía eléctrica consumida por los sistemas de alumbrado público, llegando dicho diferencial a ser del orden de Q571.45 millones en el 2019 para los municipios de cobertura del área de EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

## 5. COSTOS DE GENERACIÓN TRASLADADOS 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 sensibles y frecuentes en las tarifas finales. Por esto, 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

#### 5.1.1 Compras de energía



De las anteriores gráficas es posible resaltar lo siguiente:

- 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 Spot. Sin embargo, con la entrada de los contratos tipo DCC (Curva de Carga), típicamente hídricos, los faltantes quedan cubiertos y en algunos meses se venden excedentes al Spot. También destaca la componente de costo de los contratos de Energía Generada que mantienen a lo largo del año una importante

participación que se ve incrementada en los meses de verano, especialmente por la generación eólica. Estos comportamientos en las cantidades de energía compradas se reflejan en los respectivos costos.

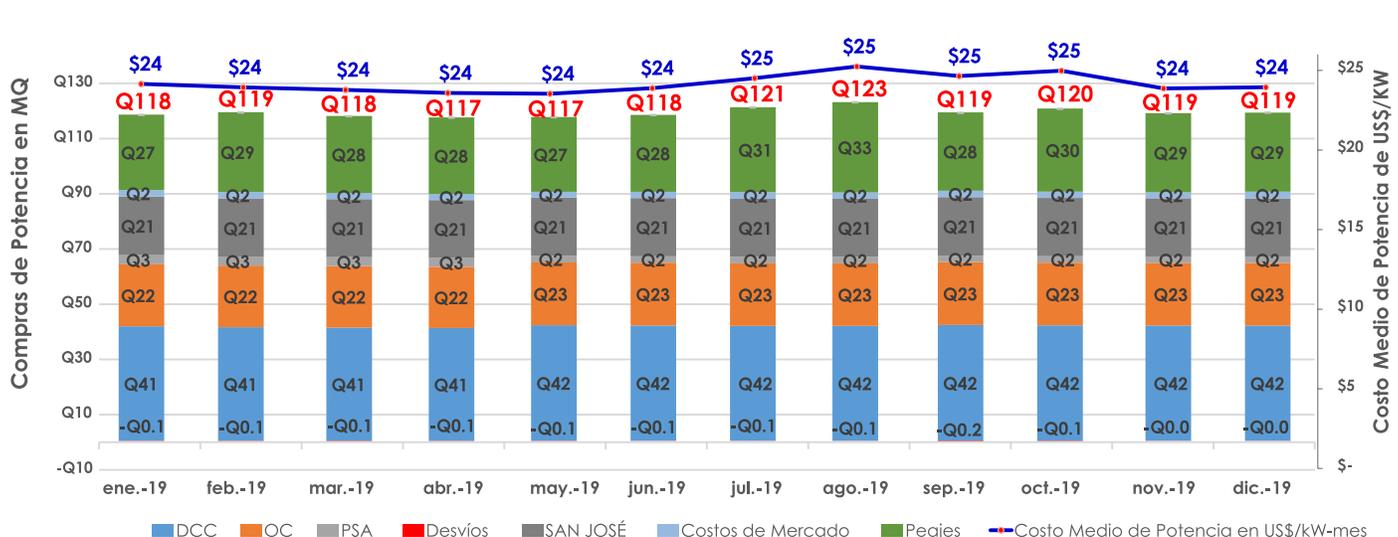
- Se destaca el contrato con San José como un regulador de costo importante para esta distribuidora, pues en una importante medida, la componente tarifaria de generación de EEGSA fluctúa en función de las cantidades compradas a este contrato y el precio de su generación (precio del carbón).
- Es importante referir que, no obstante existen excedentes que son vendidos al Spot y que estas ventas 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.

### 5.1.2 Compras de potencia

Compras de Potencia MW, EEGSA  
Enero- Diciembre de 2019



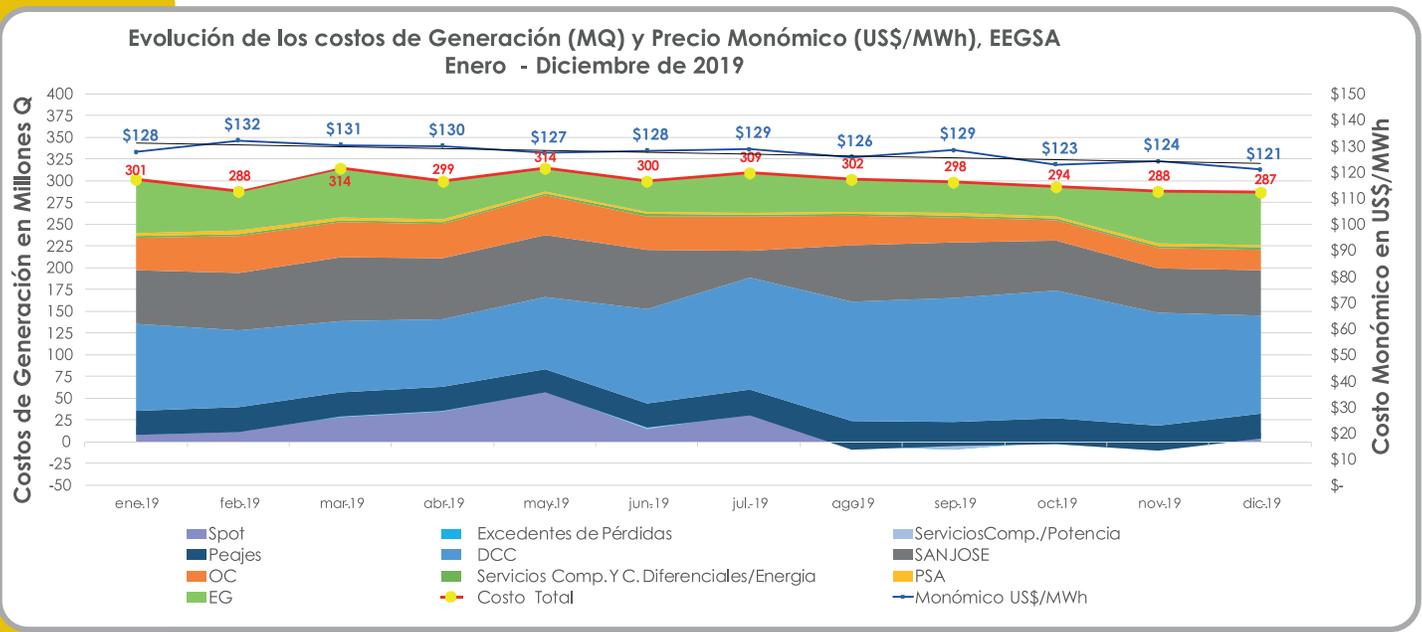
Costo de compras de Potencia MQ, EEGSA  
Enero - Diciembre de 2019



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.
- Vale la pena resaltar que a lo largo de todo el año 2019 se observaron excedentes de potencia que fueron vendidos al mercado de desvíos de potencia. Aquí es importante mencionar también que los ingresos resultantes de dicha venta no compensan los costos de compra de la misma, pues el precio de los desvíos de potencia es mucho menor que el precio medio de compra de potencia de la distribuidora (US\$24/kW-mes).

### 5.1.3 Consolidado

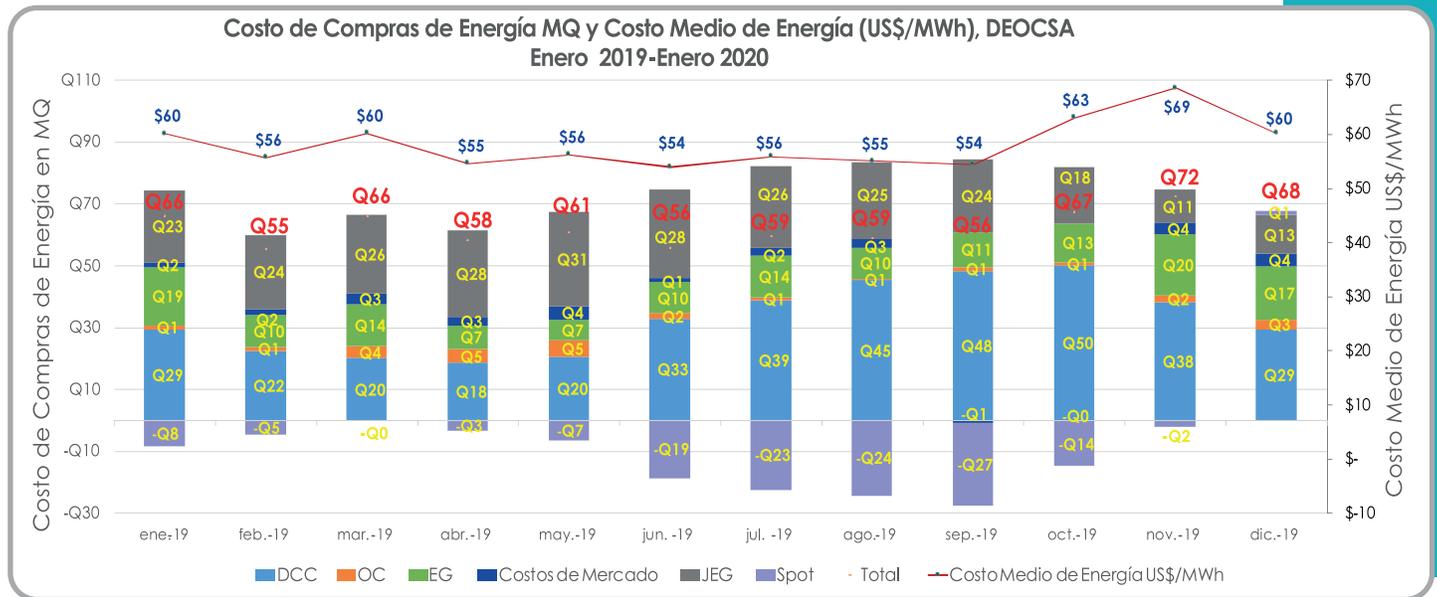
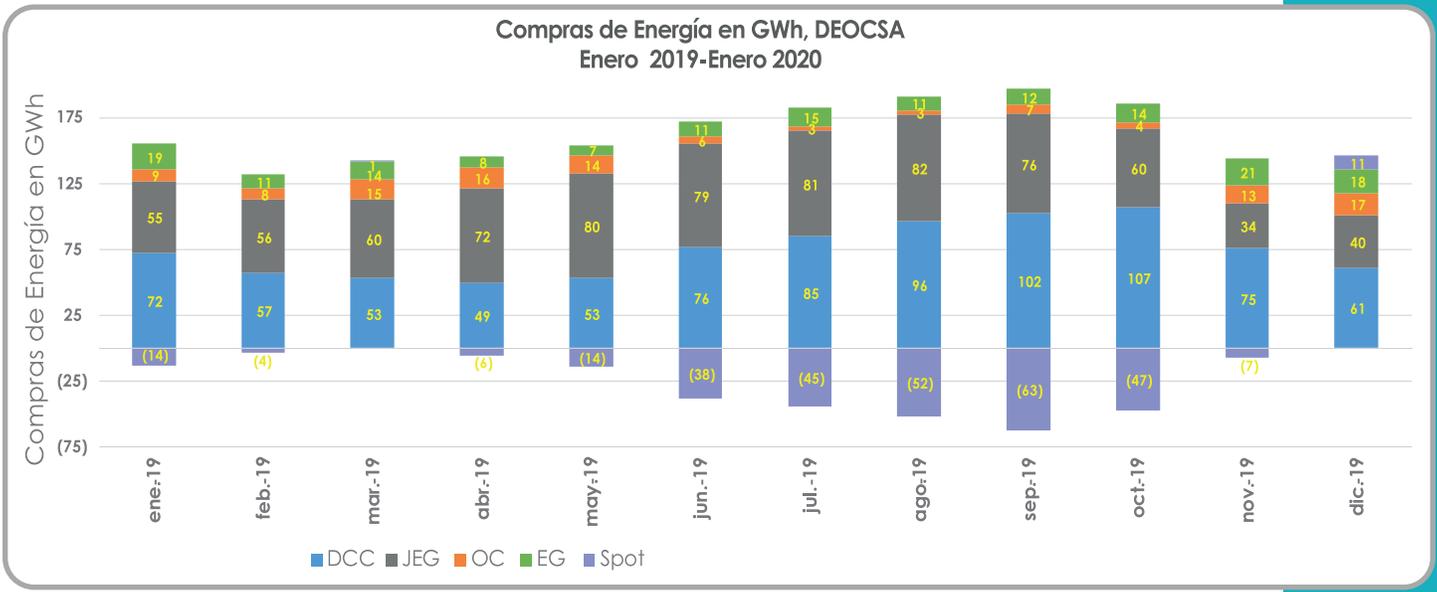


Finalmente, al observar la gráfica que consolida los costos de generación, es posible indicar que:

- Durante el primer semestre del 2019 se observaron niveles de costo estabilizados alrededor de los US\$130/MWh, pero luego, en el segundo semestre, dicho costo presentó una leve tendencia a la reducción que se acentuó a finales de año. Esto se explica si se atiende a las condiciones más favorables del precio Spot de la energía, la estabilización del tipo de cambio y los precios internacionales de los combustibles, especialmente el carbón para generación de electricidad.
- El efecto del comportamiento favorable de estas variables se traduce en: reducción de compras en los contratos de opción ante un precio Spot más bajo, reducción de los costos de compra al contrato San José y reducción generalizada de los costos de generación que se valorizan en Dólares.

## 5.2 Costos correspondientes a DEOCSA

### 5.2.1. Compras de energía



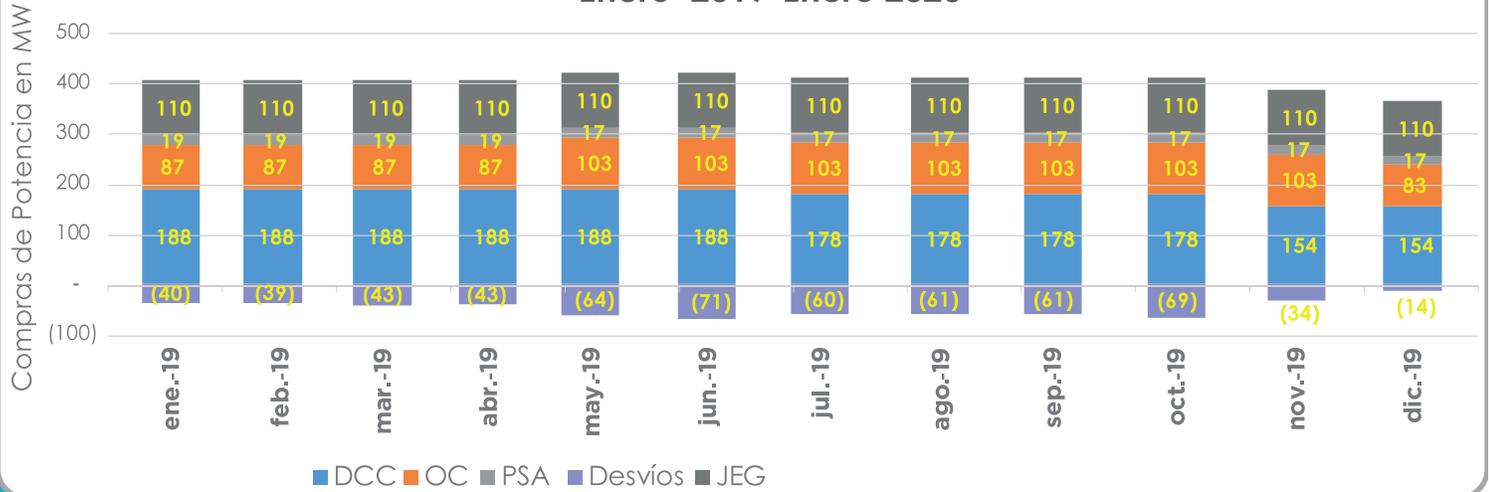
Con vista en las anteriores gráficas es posible indicar lo siguiente:

- Para el 2019 se observa la existencia de excedentes de energía que fueron vendidos al mercado Spot prácticamente durante todo el año. Dichos excedentes alcanzan su mayor nivel en los meses de lluvia, cuando los contratos DCC tienen sus mayores niveles de entrega de energía. 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.
- Los costos de compra del contrato Jaguar Energy vieron una reducción importante a final del año derivado de: 1) la reducción del precio Spot con lo cual, se compró menos energía a este contrato; y 2) la reducción de los precios internacionales del carbón.

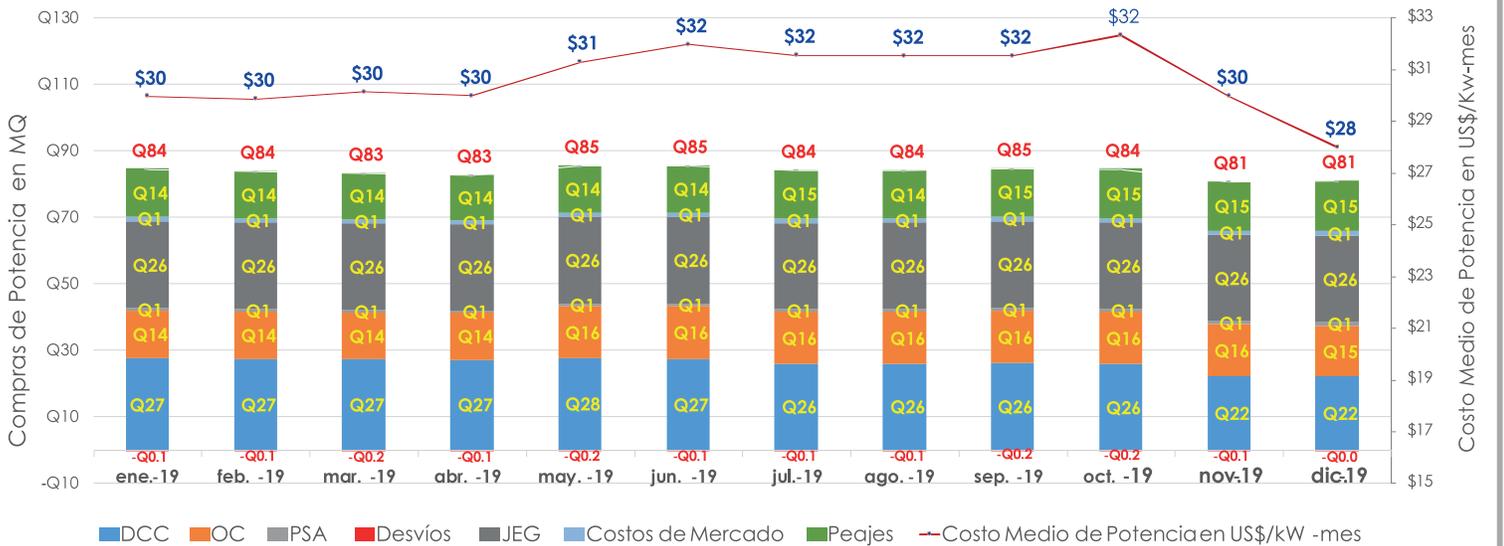
- Se evidencia una importante participación de los contratos de Energía Generada a lo largo del año, participación que se ve incrementada en los meses de verano, especialmente por la generación eólica.

### 5.2.2. Compras de potencia

Compras de Potencia en MW, DEOCSA  
Enero 2019-Enero 2020



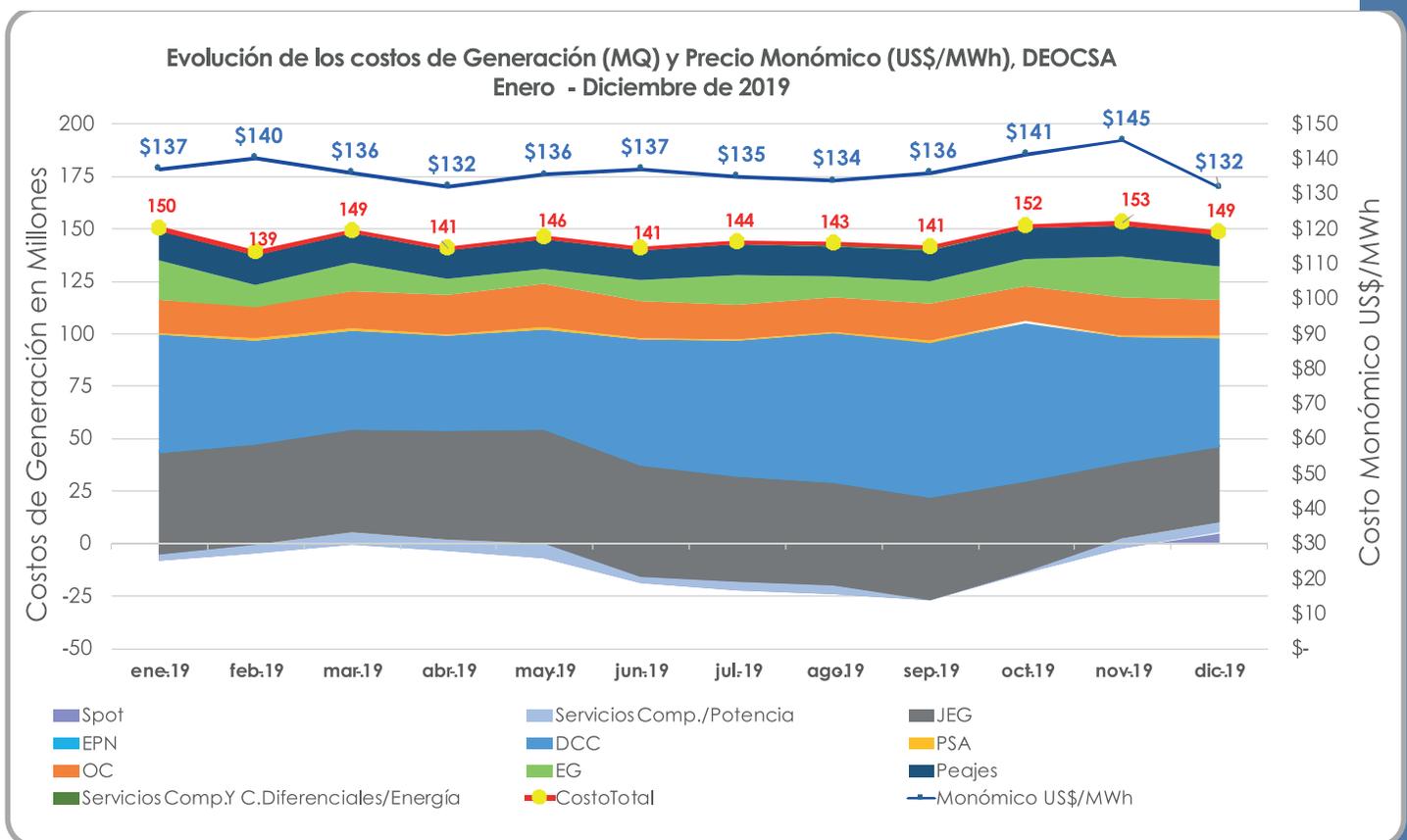
Costo de compras de Potencia MQ, DEOCSA  
Enero 2019 - Enero 2020



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

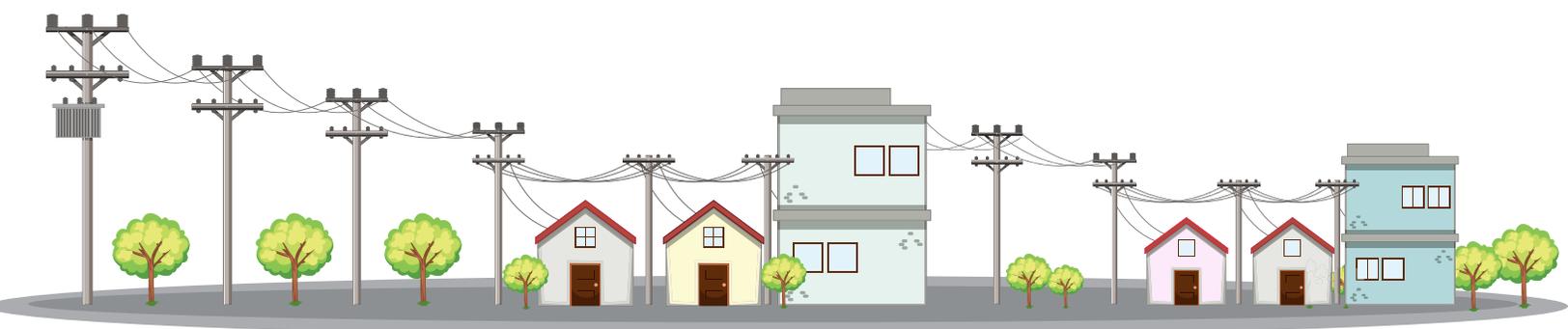
- Se corrobora el comportamiento típico de las compras de potencia en cualquier distribuidora que mantienen un notable grado de estabilidad, tanto en las cantidades compradas como en costos de dichas compras.
- En este sentido es necesario resaltar que a lo largo de todo el año 2019 la Distribuidora 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.

### 5.2.3 Consolidado



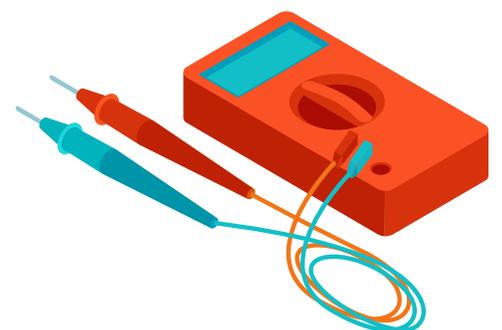
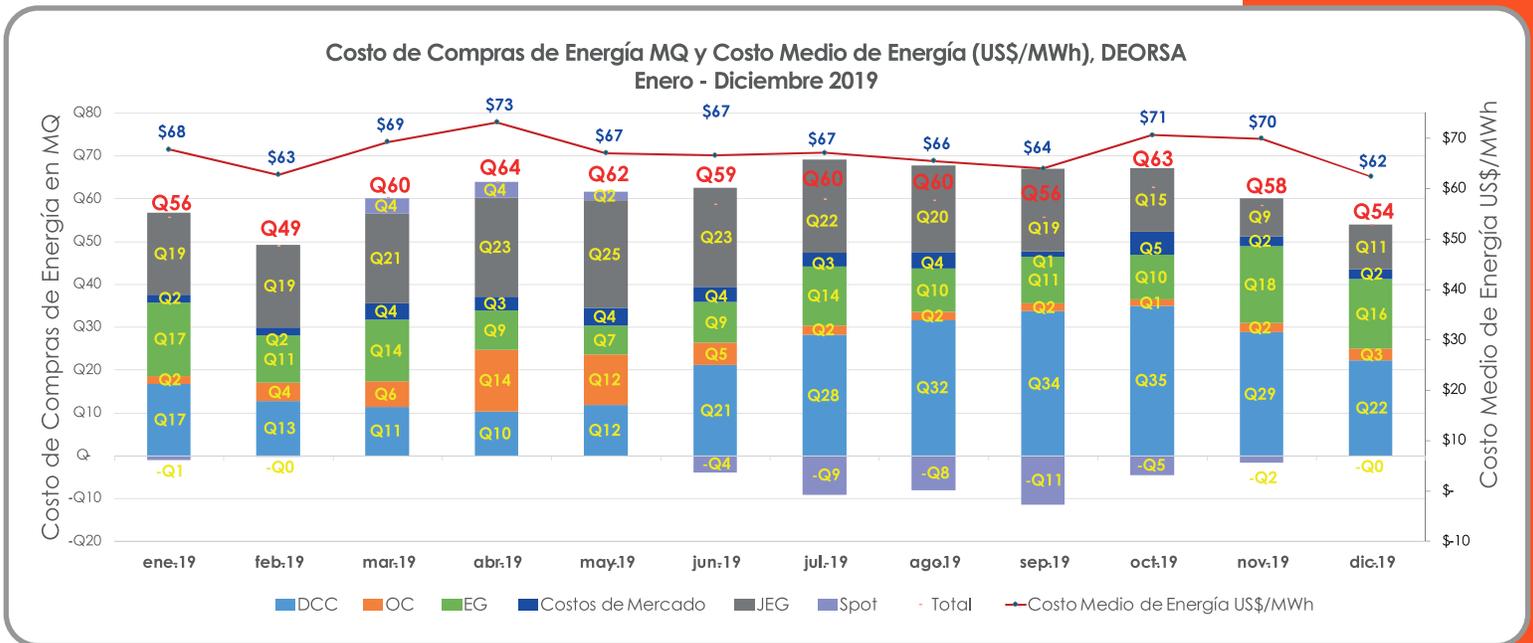
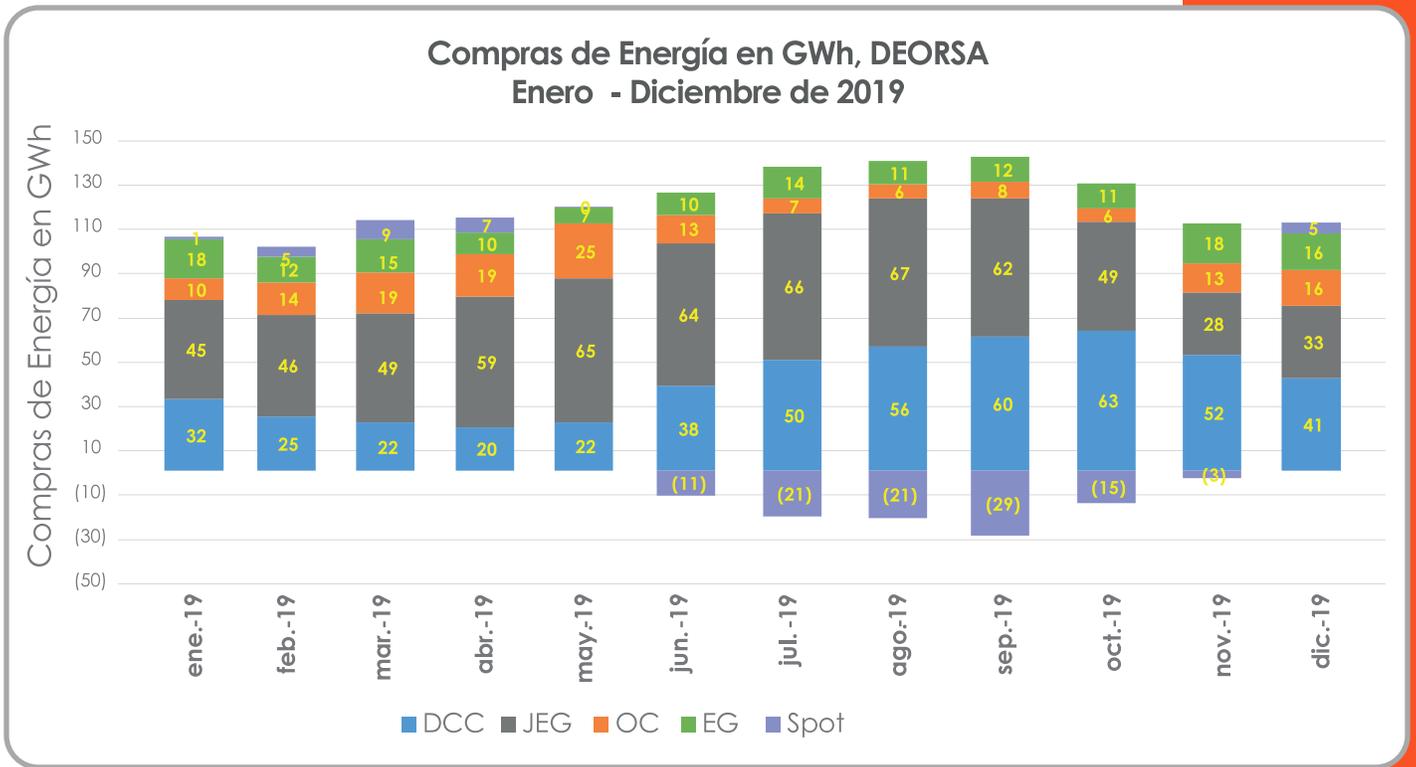
Finalmente, al observar la gráfica que consolida los costos de generación de la Distribuidora, es posible indicar que:

- Durante el año 2019 se observaron niveles de costo estabilizados alrededor de los US\$135/MWh con un leve incremento al final del año. 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 DCC, generalmente hídricos.
- En la gráfica se aprecia cómo en la época lluviosa la entrada de los contratos DCC aunada a la generación del contrato Jaguar Energy, ocasionan la aparición de los altos niveles de excedentes que son vendidos al Spot. Este efecto de re-venta tiene un efecto de compensación del costo de compra de estos excedentes; sin embargo, se origina una distorsión que no permite observar claramente el costo real de compras de la Distribuidora.
- 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 DCC y la reducción de la generación del contrato Jaguar derivado de la reducción de precio Spot. Esta desaparición de los mencionados excedentes provoca que la distorsión del precio de compra se reduzca y con ello el precio observado es un precio más cercano a los costos reales de compra de la Distribuidora.
  - El repunte de costos de los contratos de Energía Generada incrementan significativamente su participación, especialmente la generación eólica.



## 5.2 Costos correspondientes a DEORSA

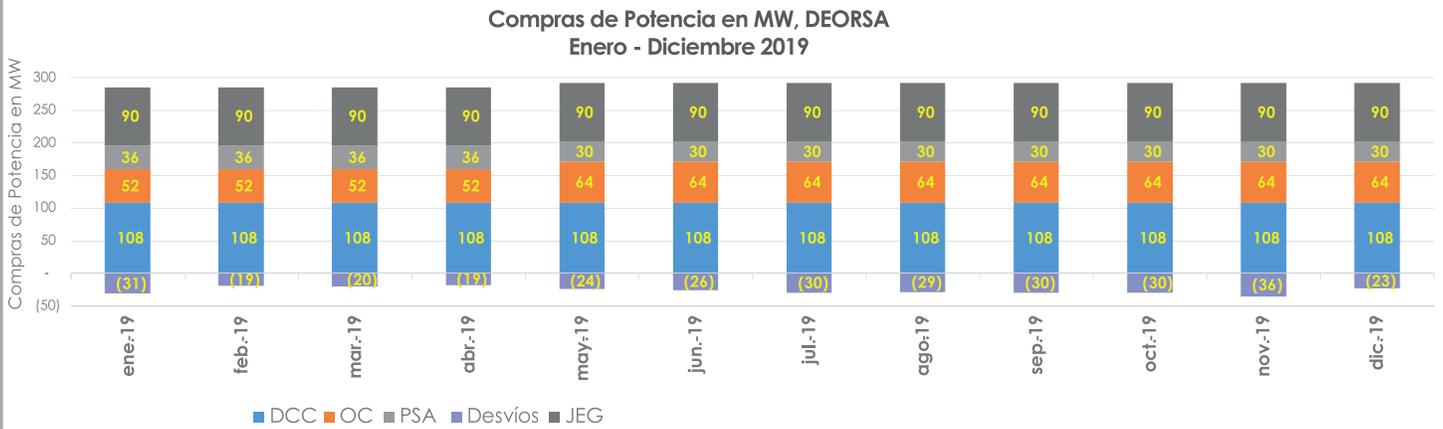
### 5.3.1 Compras de energía

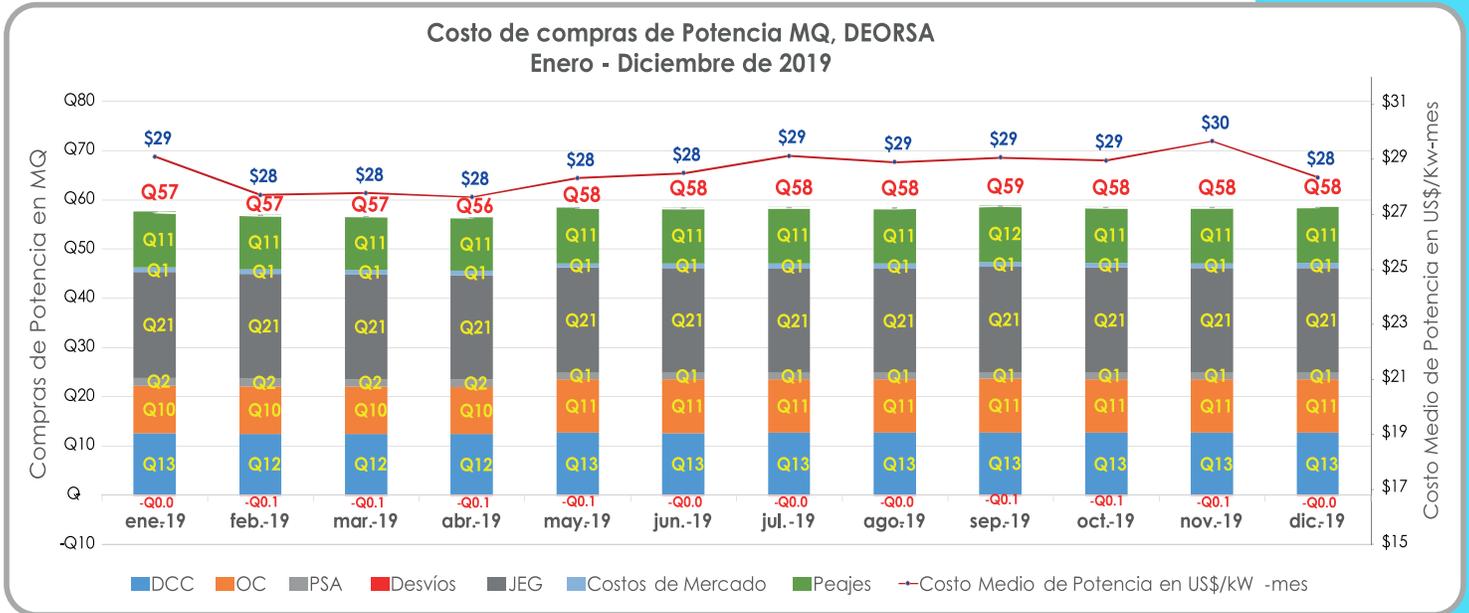


Con vista en las anteriores gráficas es posible indicar lo siguiente:

- DEORSA, al igual que DEOCSA, durante el 2019 mostró una importante cantidad de excedentes de energía vendidos al mercado Spot, especialmente en los meses de lluvia, cuando los contratos DCC tienen sus mayores niveles de entrega de energía. Es válido referir el mismo comentario que en DEOCSA, relacionado con que estos excedentes representan un ingreso que amortigua los costos de las tarifas; sin embargo, su precio de venta en el Spot generalmente es inferior al precio medio de compra de la Distribuidora en el mercado a término.
- De la misma manera los costos de compra del contrato Jaguar Energy vieron una reducción importante a final del año derivado de: 1) la reducción del precio Spot, con lo cual se compró menos energía a este contrato; y 2) la reducción de los precios internacionales del carbón.
- 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, siendo un poco más marcado este efecto en DEORSA.

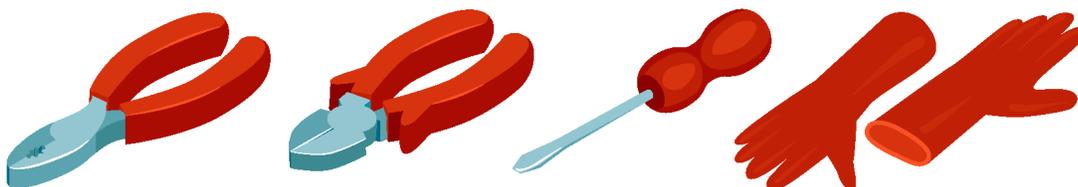
### 5.3.2 Compras de potencia



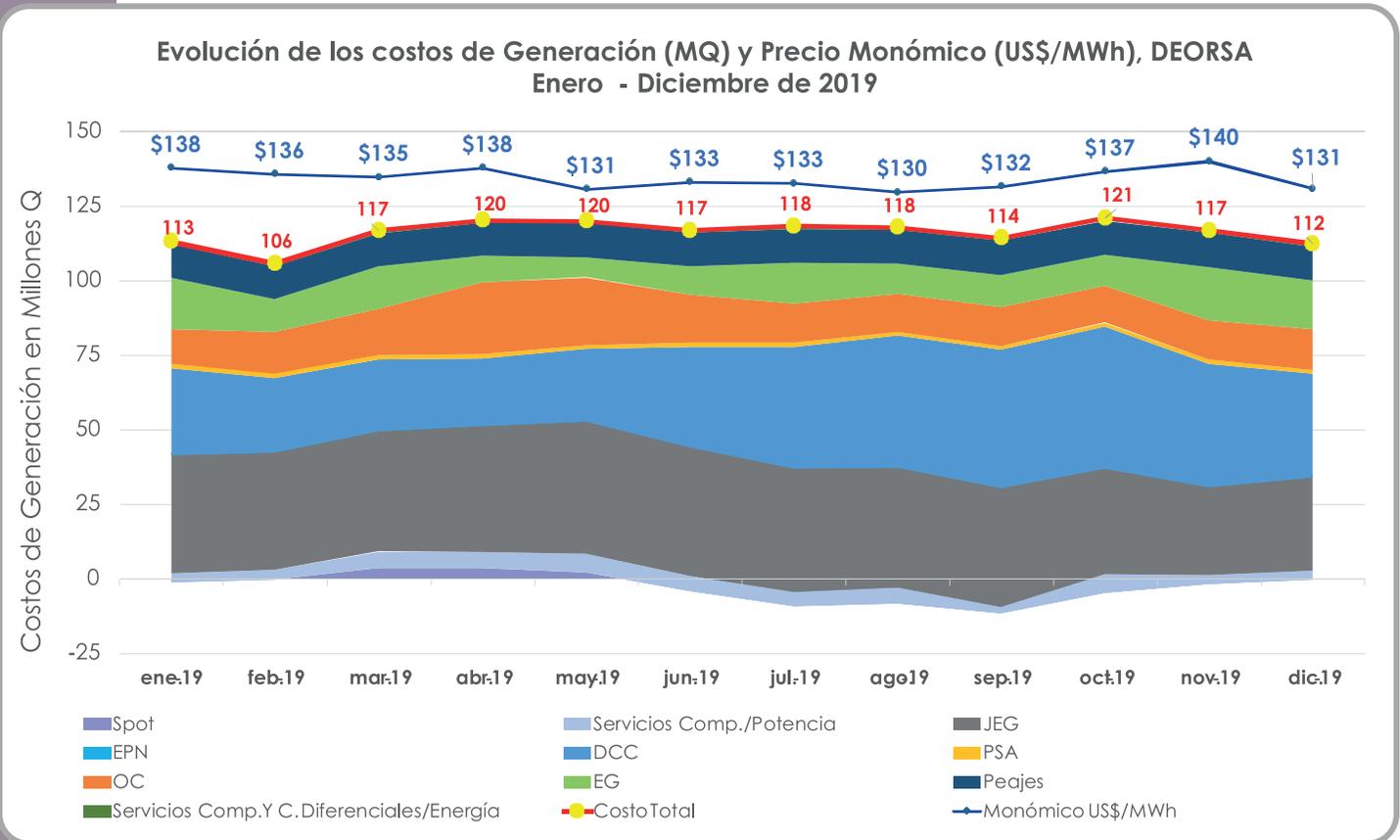


Respecto de las gráficas de compras de potencia y sus costos asociados para DEORSA, es posible indicar que:

- El comportamiento típico de las compras de potencia en cualquier distribuidora se replica en DEORSA, manteniendo estabilidad tanto en las cantidades compradas como en costos de dichas compras.
- Al igual que en DEOCSA, DEORSA a lo largo de todo el año 2019 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.
- De la misma manera, 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.



### 5.3.3 Consolidado



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 2019 se observaron niveles de costo estabilizados alrededor de los US\$135/MWh con un leve incremento al final del año. El comportamiento de los costos de generación de esta Distribuidora también 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 DCC, generalmente hídricos.
- En la gráfica se aprecia cómo en la época lluviosa, la entrada de los contratos DCC aunada a la generación del contrato Jaguar Energy, ocasionan la aparición de excedentes que son vendidos al Spot. En DEORSA estos excedentes tienen un volumen tan alto como en DEOCSA. En este sentido, el efecto de compensación del costo de compra de estos excedentes es menor y aunque se origina alguna distorsión que no permite observar claramente el costo real de compras de la Distribuidora, la misma no es tan pronunciada como en DEOCSA.
- 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 DCC 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.

## 5.4 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	Usuarios y energía facturada			Costos de generación		
	Cantidad de Usuarios	Demanda Firme 2019 (MW)	Facturación media de energía al mes (MWh)	Precio de Suministro Potencia US\$/kW-mes	Precio de Suministro Energía US\$/kWh	Suministrador
EEM Jalapa TNS	1,042	7.58	2,314	8.90	0.10	INDE
EEM Jalapa TS	14,790			7.90	0.08	INDE
EEM San Pedro Pinula TNS	76	0.51	184	8.90	0.11	INDE
EEM San Pedro Pinula TS	1,478			7.90	0.08	INDE
EEM Guatatoya TNS	905	6.16	1,823	8.90	0.11	INDE
EEM Guatatoya TS	9,256			7.90	0.09	INDE
EEM Retalhuleu TNS	1,580	9.72	3,203	8.90	0.11	INDE
EEM Retalhuleu TS	14,924			7.90	0.09	INDE
EEM San Marcos TNS	587	5.14	1,563	8.90	0.11	INDE
EEM San Marcos TS	10,965			7.90	0.09	INDE
EEM San Pedro Sacatepéquez TNS	790	6.47	2,330	8.90	0.10	INDE
EEM San Pedro Sacatepéquez TS	16,778			7.90	0.08	INDE
EEM Joyabaj TNS	300	3.94	944	8.90	0.11	INDE
EEM Joyabaj TS	16,066			7.90	0.09	INDE
EEM Santa Eulalia TNS	159	0.87	202	8.90	0.11	INDE
EEM Santa Eulalia TS	5,141			7.90	0.07	INDE
EE Patulul TNS	26	0.12	56	7.42	0.06	GENERACIÓN PROPIA
EE Patulul TS	612			7.42	0.06	GENERACIÓN PROPIA
EEM Huehuetenango TNS	12,753	25.26	8,298	8.90	0.11	INDE
EEM Huehuetenango TS	20,413			7.90	0.08	INDE
EEM Quetzaltenango TNS	8,783	47.82	18,149	7.28	0.03	INDE
EEM Quetzaltenango TS	47,573			8.40	0.03	INDE
EEM Gualán TNS	622	3.78	1,191	8.90	0.11	INDE
EEM Gualán TS	6,903			7.90	0.09	INDE
EEM de Ixcán TNS	347	1.53	540	8.90	0.11	INDE
EEM de Ixcán TS	5,002			7.90	0.09	INDE
EEM de Puerto Barrios TNS	3,476	17.72	5,524	8.90	0.11	INDE
EEM de Puerto Barrios TS	22,823			7.90	0.09	INDE
EEM de Zacapa TNS	2,316	12.69	4,102	8.90	0.12	INDE
EEM de Zacapa TS	17,748			7.90	0.10	INDE
EEM de Tacaná TNS	45	0.14	73	8.90	0.11	DEOCSA
EEM de Tacaná TS	1,089			7.90	0.09	DEOCSA

### Notas:

La Demanda Firme de EEM de Patulul corresponde al promedio de Demanda Máxima de su generación propia para el último trimestre de datos reales de 2019. El AMM no le calcula Demanda Firme por no tener punto de medición habilitado.

La Demanda Firme de Tacaná corresponde al promedio de Demanda Máxima facturada por DEOCSA. El AMM no le calcula Demanda Firme por no tener punto de medición habilitado.

Los valores de usuarios y energía de las EEMs de Quetzaltenango y Huehuetenango son estimados con base a información antigua que se ha actualizado con factores de crecimiento medios de las demás EEMs. Históricamente, estas 2 empresas no han reportado sus datos reales.

Los valores de precio de suministro de energía y potencia de la EEM de Patulul son un cálculo estimado de los costos de generación de su hidroeléctrica propia. Estos valores están actualmente en revisión para ser actualizados

Los valores de precio de suministro de energía y potencia de la EEM de Tacaná corresponden al valor medio de los precios de las demás EEMs.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

2015-2019

INFORME ESTADÍSTICO

**Gerencia** *de*  
**TARIFAS**

 (502) 2290-8000,  
Fax: (502) 2290-8002

 <http://www.cnee.gob.gt/>

 [AtencionCNEE@cnee.gob.gt](mailto:AtencionCNEE@cnee.gob.gt)

 4a Avenida, 15-70 Zona 10,  
Edificio Paladium, Nivel 12  
Ciudad de Guatemala, Guatemala

cneeguatemala

