



# CNEE

Comisión  
Nacional de  
Energía Eléctrica



# 2021

INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia *de*  
**TARIFAS**



2021

INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia *de*  
**TARIFAS**



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Idea, Diseño y Diagramación  
UNICOMS 2021

Derechos Reservados ®  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, mayo 2021



La CNEE se congratula por el  
25 aniversario de la Ley General de Electricidad  
-LGE- en este 2021.

## Índice

1	TARIFAS FINALES A USUARIOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	4
1.1	Evolución histórica de la Tarifa Social y No Social del 2016 al 2020 .....	4
1.2	Composición de la Tarifa Social y No Social del 2016 al 2020 .....	13
2	USUARIOS, CONSUMOS Y FACTURACIÓN DEL SERVICIO .....	17
2.1	Distribución de usuarios por Departamento año 2020.....	17
2.2	Consumo de energía y potencia año 2020 .....	21
2.3	Consumo promedio mensual de energía y potencia por tipo de tarifa año 2020 .....	23
2.4	Monto Facturado por consumo de energía y potencia .....	31
3	APORTE INDE.....	34
3.1	Monto Total de Aporte Social INDE en el 2020 por departamento en MQ.....	35
3.2	Usuarios Beneficiados por el Aporte Social INDE .....	37
4	TASA MUNICIPAL DE ALUMBRADO PÚBLICO .....	39
4.1	Tasas Municipales de Alumbrado Público a nivel República .....	40
4.2	Participación del cobro de AP en la facturación de los usuarios .....	45
5	COSTOS DE GENERACIÓN TRASLADADOS A TARIFAS .....	47
5.1	Costos correspondientes a EEGSA .....	47
5.1.1	Compras de energía.....	47
5.1.2	Compras de potencia .....	49
5.1.3	Consolidado.....	50
5.2	Costos correspondientes a DEOCSA.....	51
5.2.1	Compras de energía.....	51
5.2.2	Compras de potencia .....	52
5.2.3	Consolidado.....	54
5.3	Costos correspondientes a DEORSA .....	55
5.3.1	Compras de energía.....	55
5.3.2	Compras de potencia .....	56
5.3.3	Consolidado.....	58
6	Empresas Eléctricas Municipales – EEMs – .....	59

# INTRODUCCIÓN

La definición de las tarifas es parte medular del mandato legal de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) 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. De igual forma, dicha definición de tarifas debe 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 documento se presentan los resultados fundamentales del cálculo tarifario efectuado en el año 2020 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 punto 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 así como el Aporte Social INDE a la Tarifa Social. Dichos datos son básicamente referenciales ya que en los mismos, la CNEE no tiene 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.

# 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.

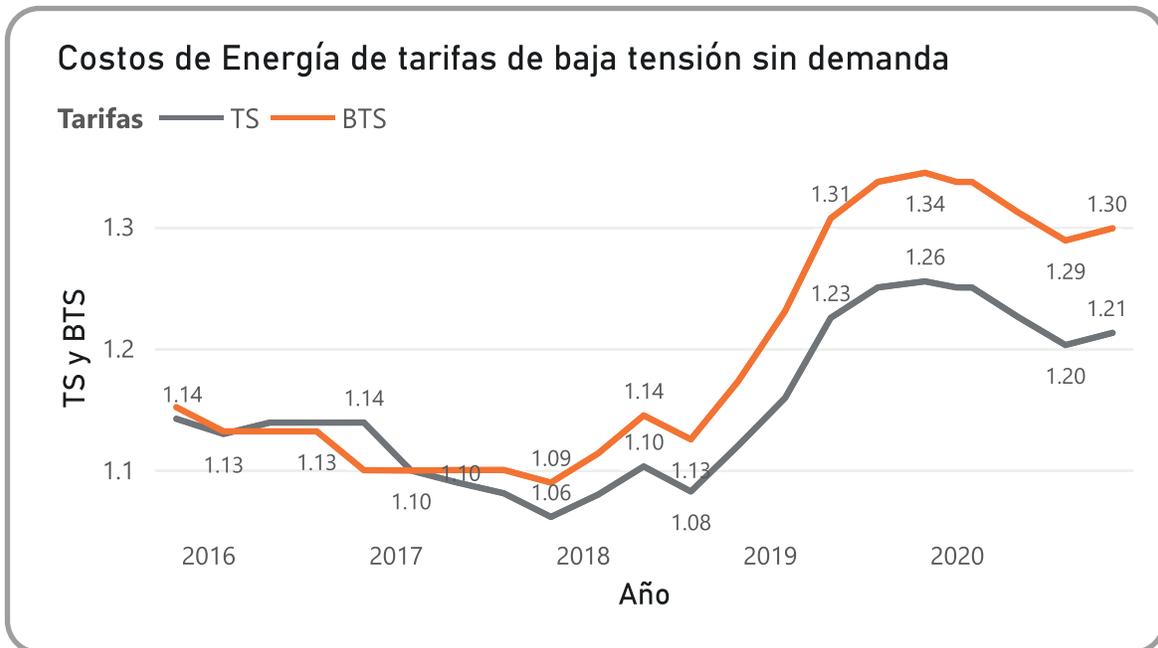
Así, las tarifas contienen la respectiva asignación de costos de producción de la electricidad (Generación), traslado desde los centros de producción hacia los grandes puntos de demanda (Transmisión), entrega de la energía a los usuarios en el lugar y condiciones de uso en que estos la necesitan (Distribución)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

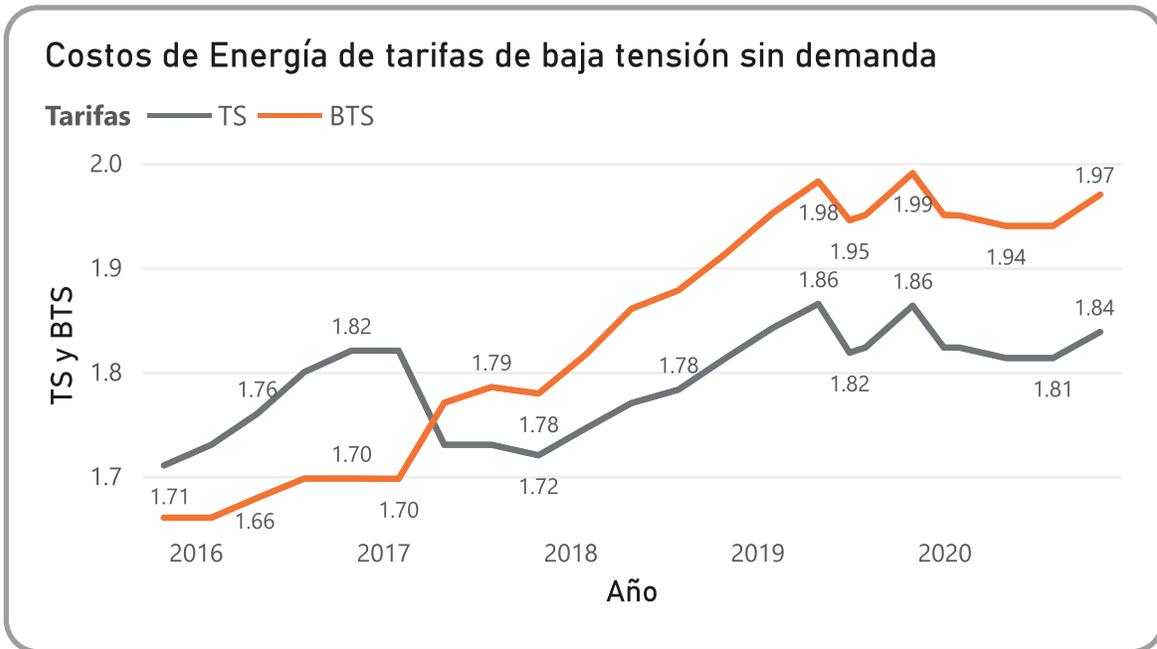
## 1.1. Evolución histórica de la Tarifa Social y No Social del 2016 al 2020

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.

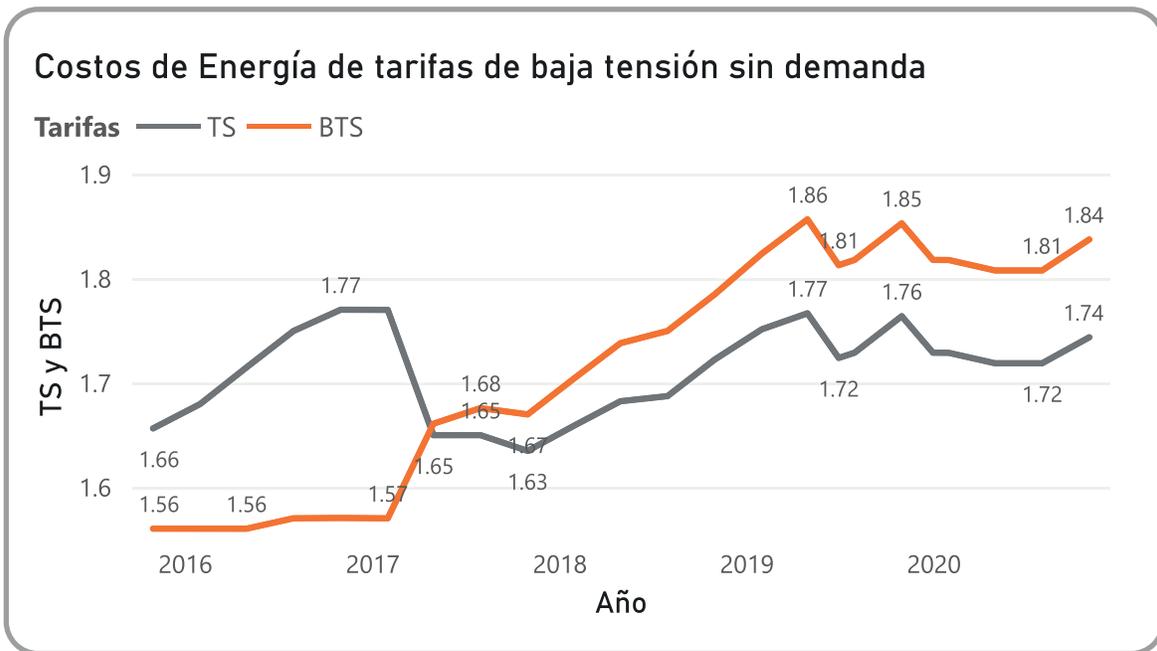
EEGSA Tarifas TS y BTS Q/kWh



### DEOCSA Tarifas TS y BTS Q/kWh

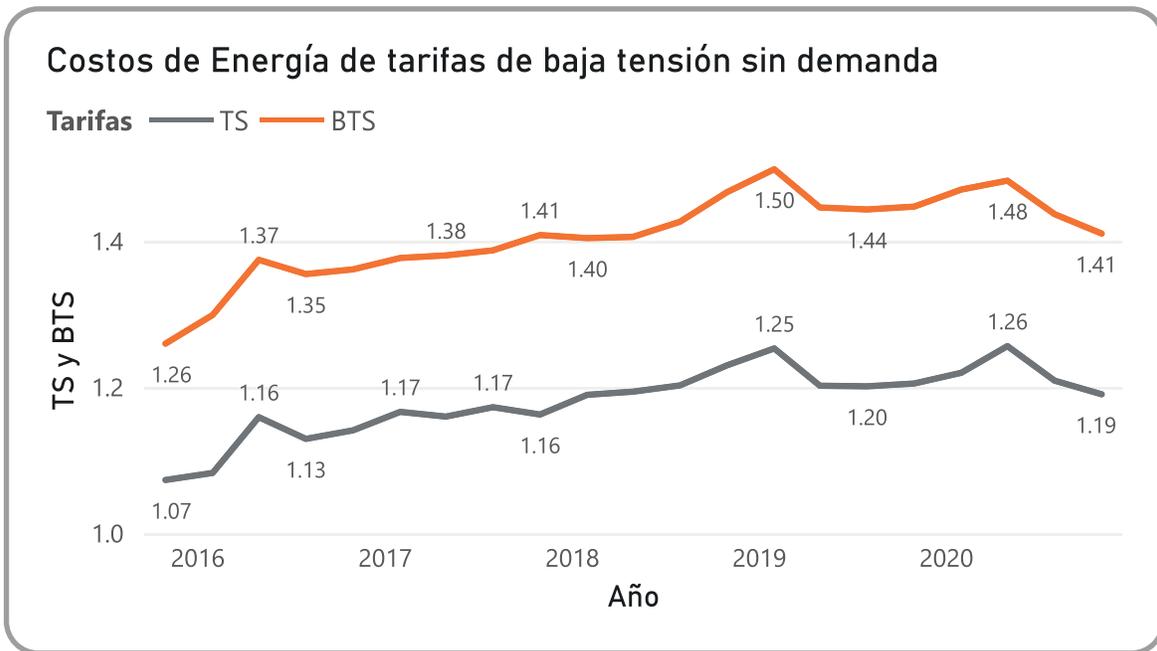


### DEORSA Tarifas TS y BTS Q/kWh

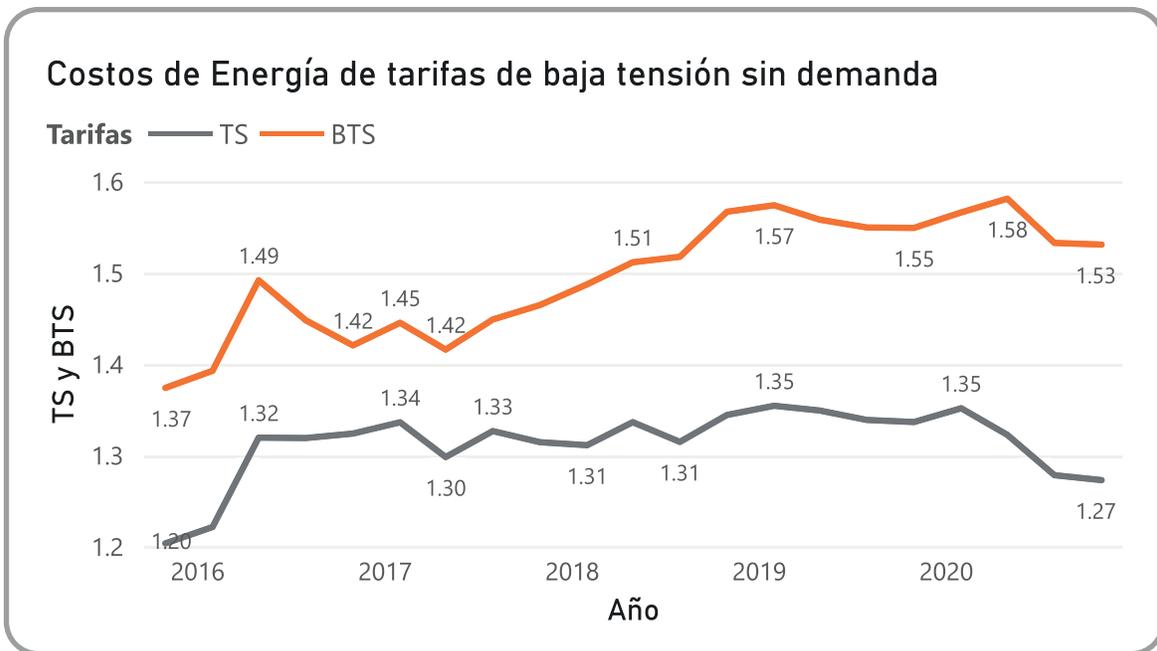


Con base en las gráficas anteriores, para EEGSA se observa una reducción de sus tarifas en el periodo 2016-2018; a partir del año 2019 se tiene una tendencia al alza y durante el año 2020 una tendencia hacia la baja. Para DEOCSA y DEORSA, durante el periodo 2017-2019 se tiene una tendencia al alza y para el año 2020 se mantiene cierta estabilidad.

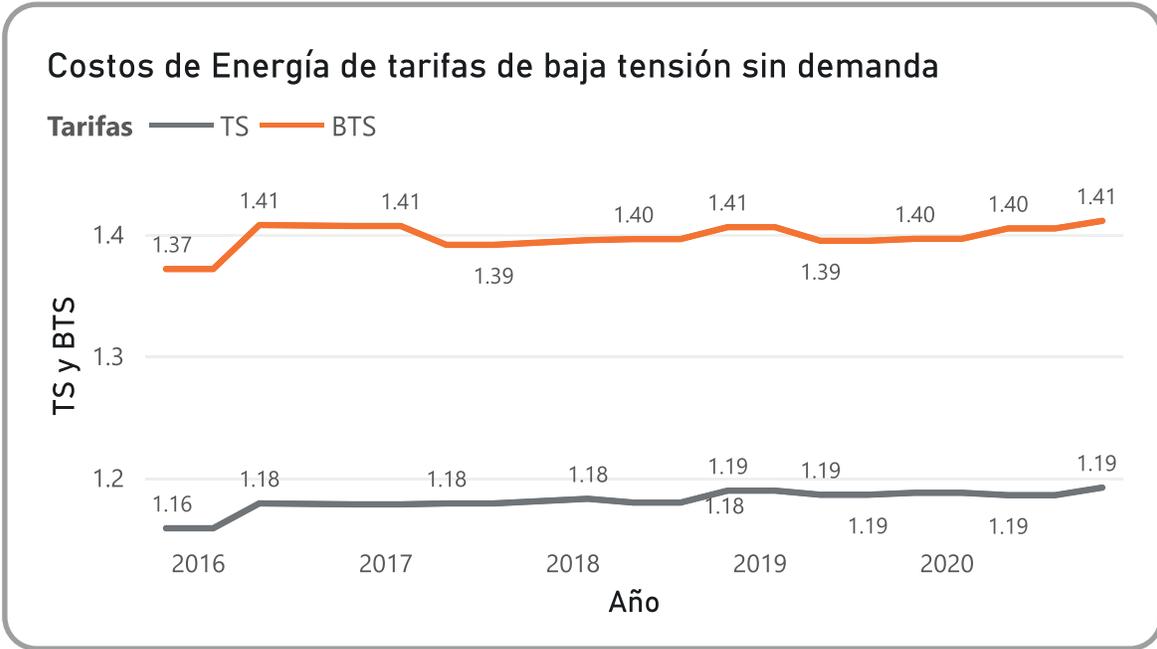
### EEM de Gualán Tarifas TS y BTS Q/kWh



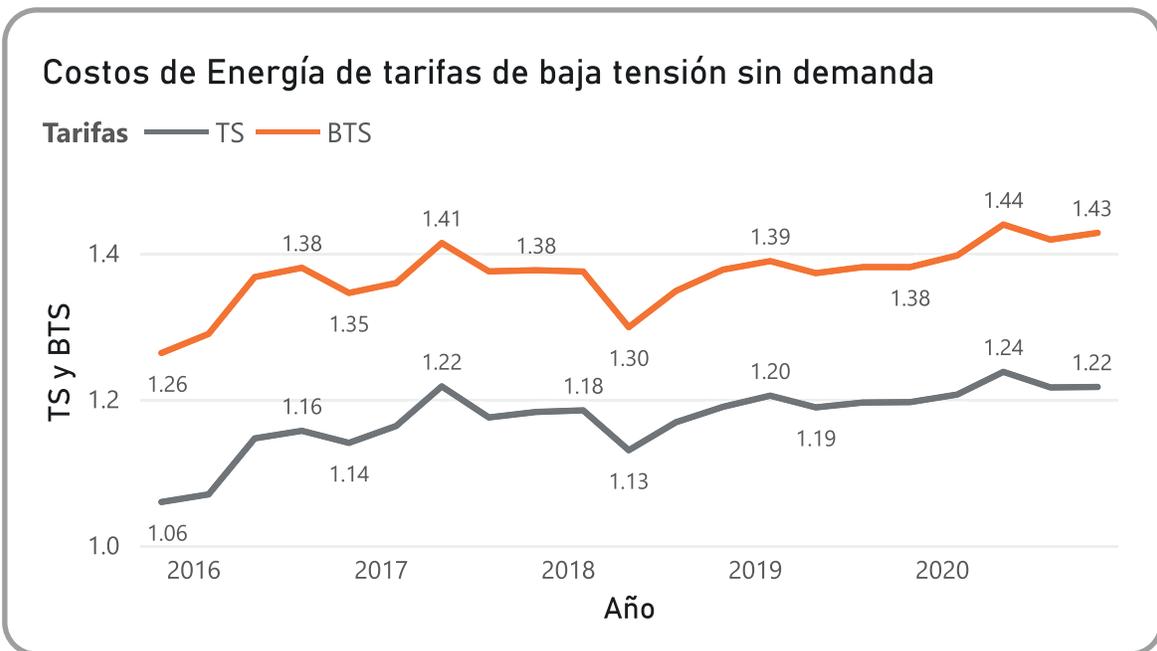
### EEM de Guastatoya Tarifas TS y BTS Q/kWh



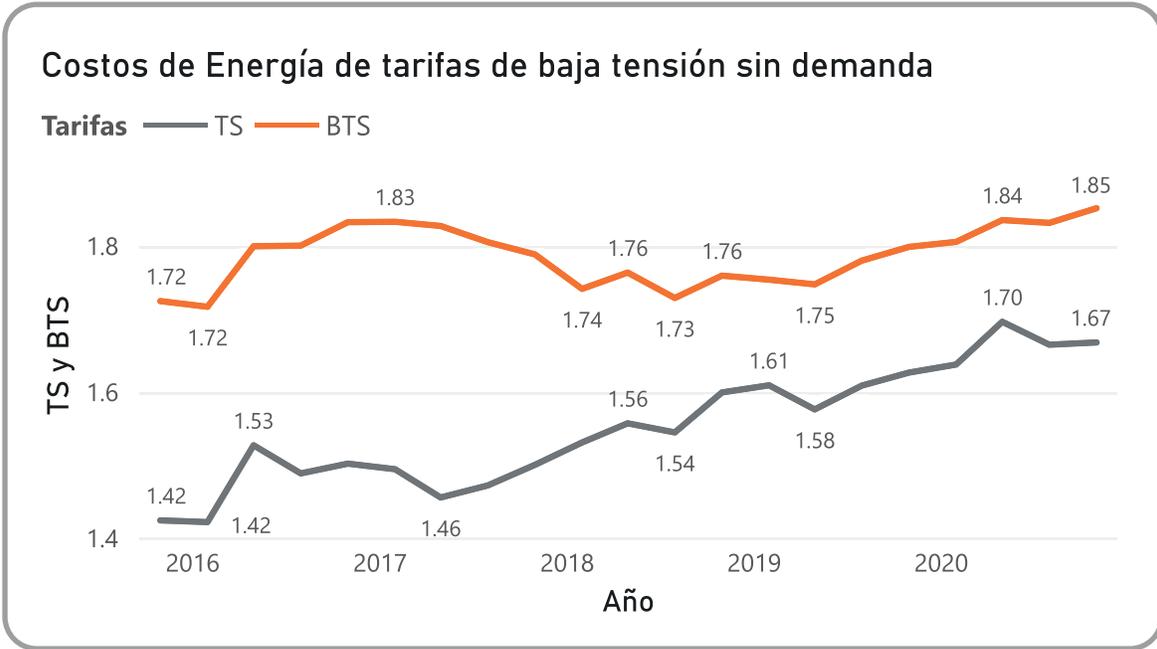
### EEM de Huehuetenango Tarifas TS y BTS Q/kWh



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



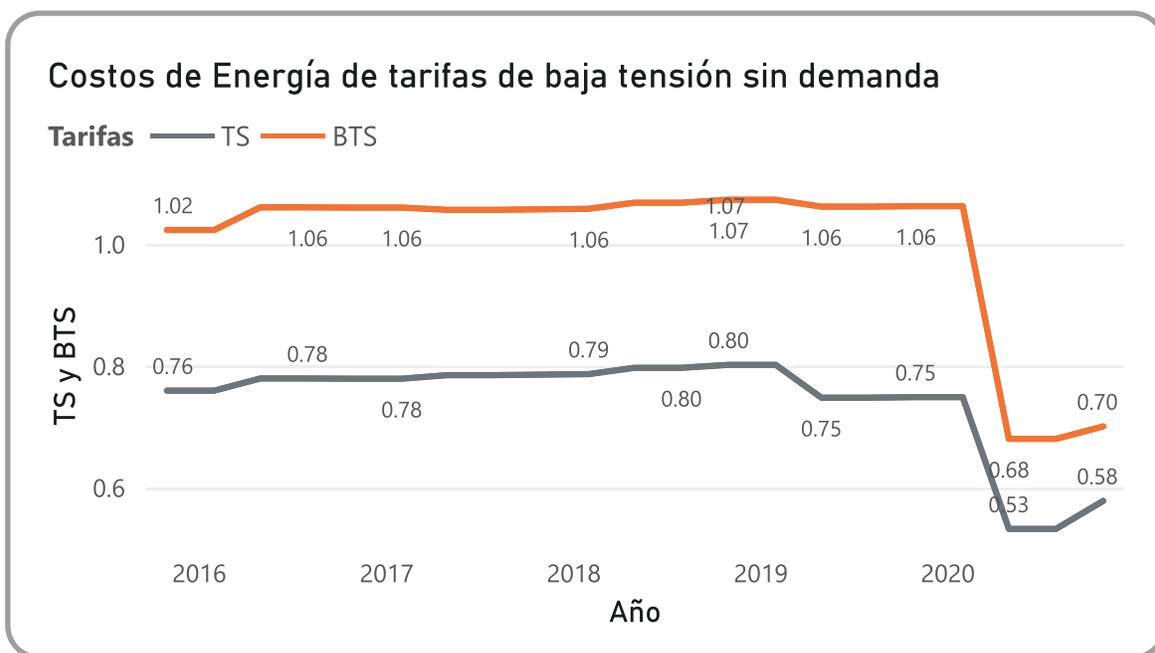
### EEM de Joyabaj Tarifas TS y BTS Q/kWh



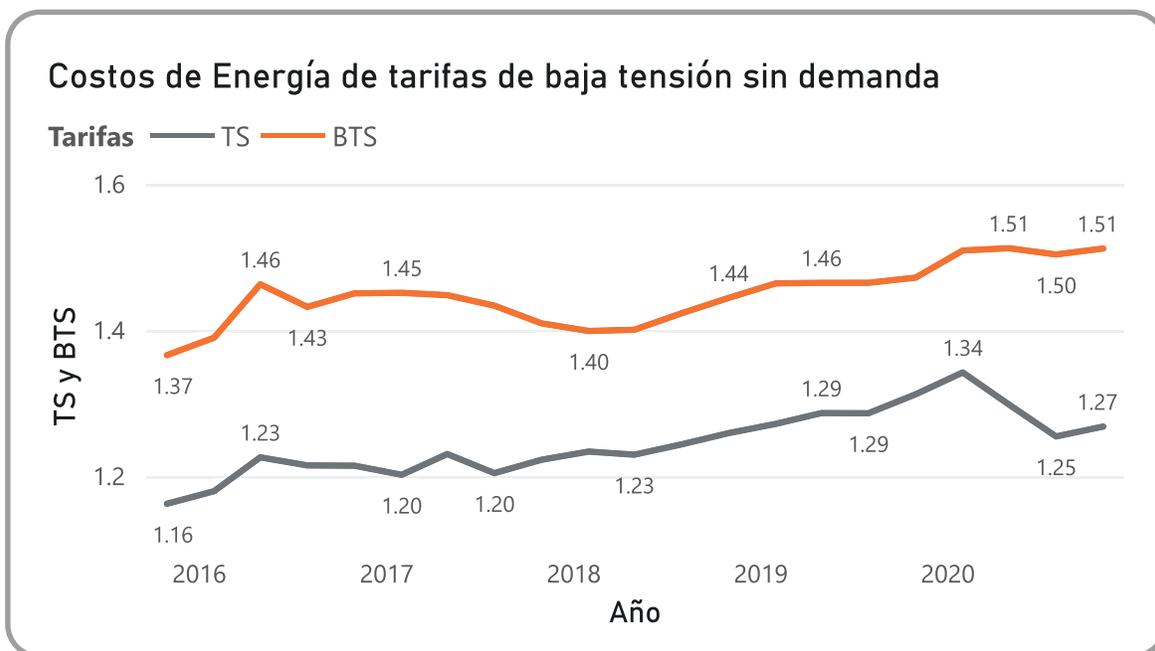
### EEM de Puerto Barrios Tarifas TS y BTS Q/kWh



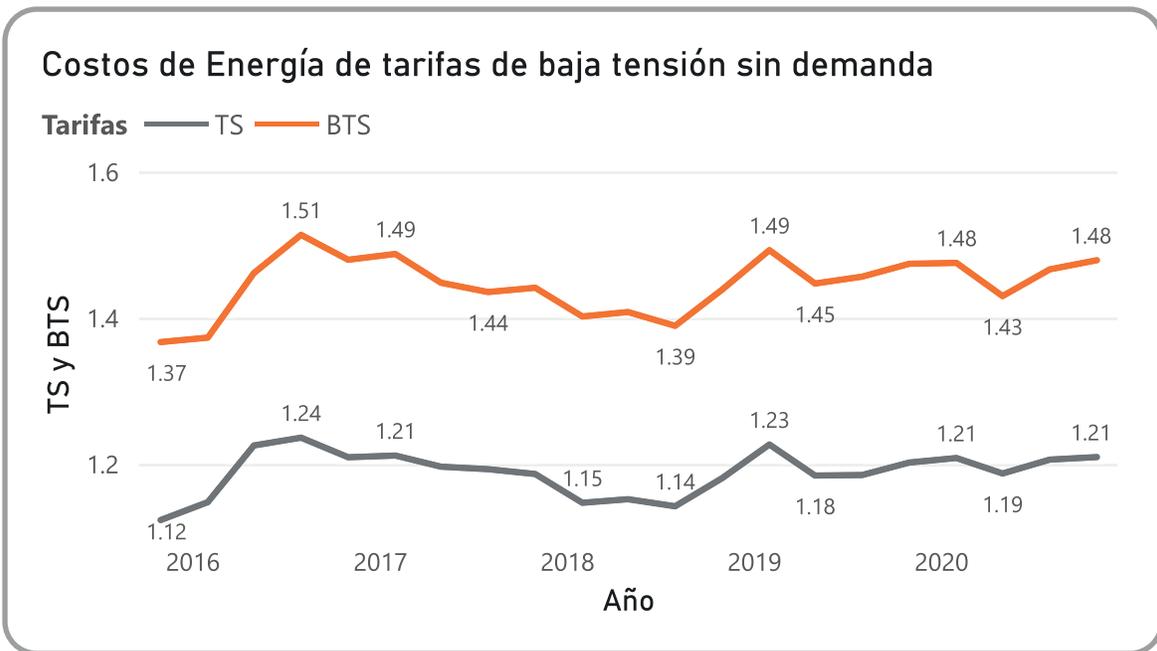
### EEM de Quetzaltenango Tarifas TS y BTS Q/kWh



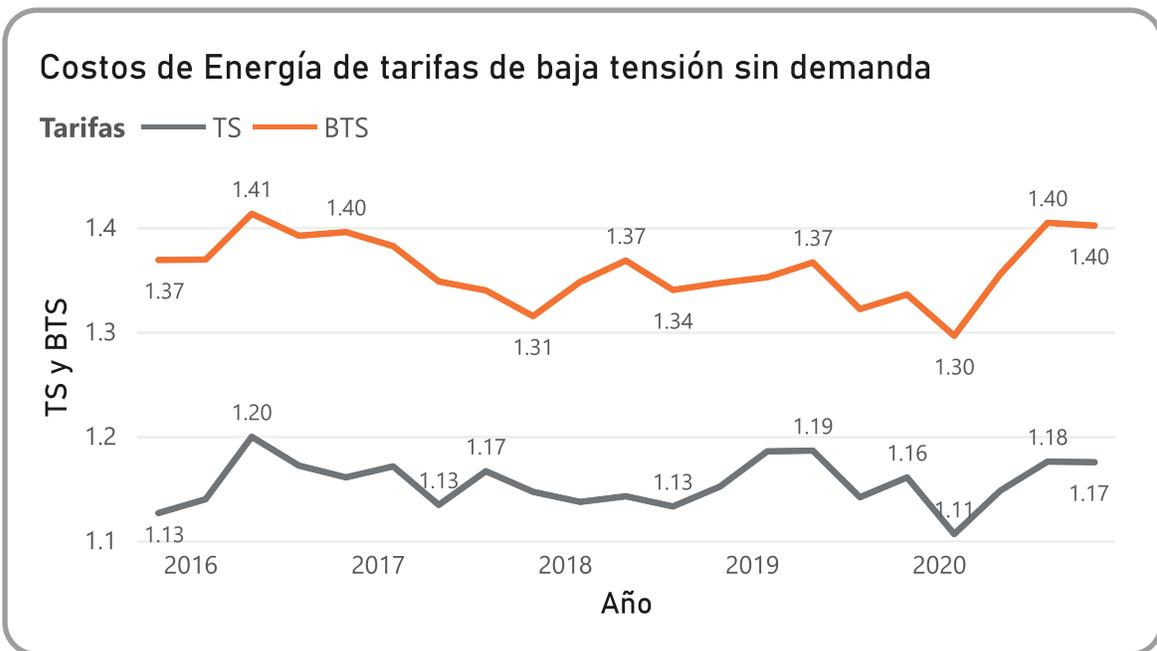
### EEM de San Marcos Tarifas TS y BTS Q/kWh



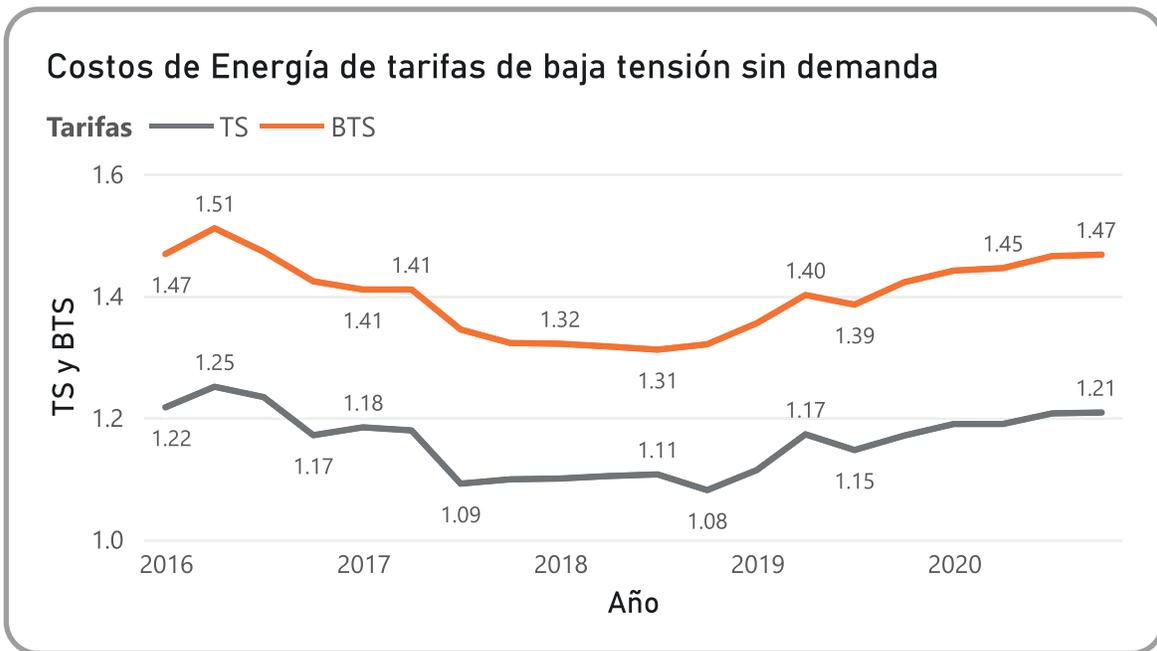
### EEM San Pedro Pinula Tarifas TS y BTS Q/kWh



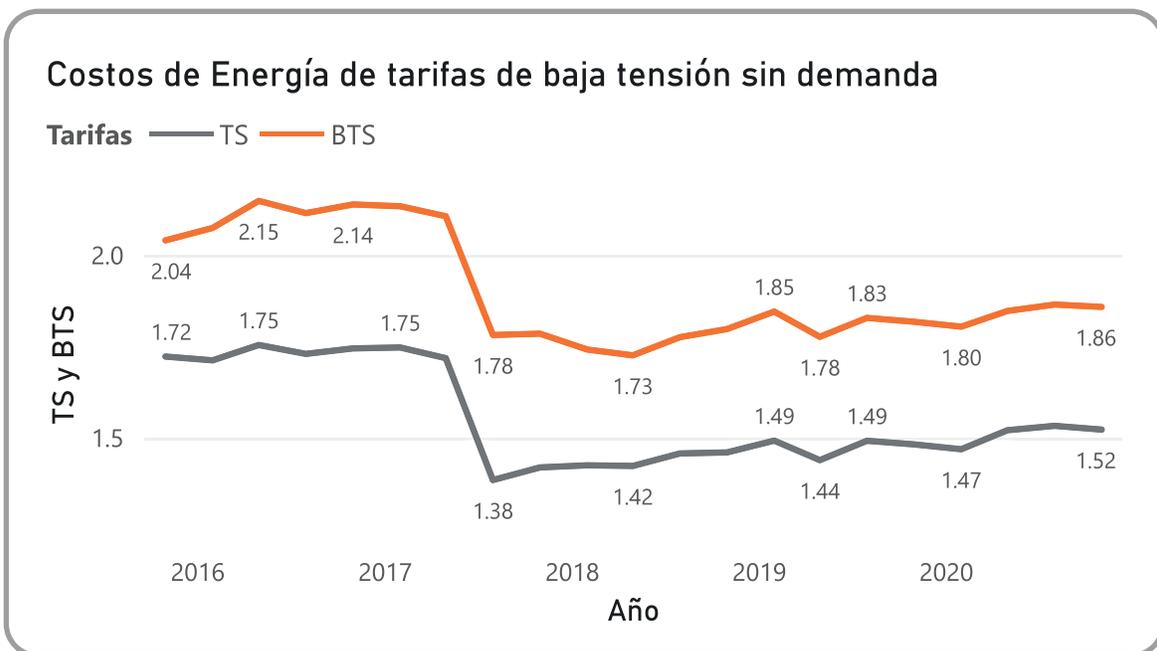
### EEM San Pedro Sac. Tarifas TS y BTS Q/kWh



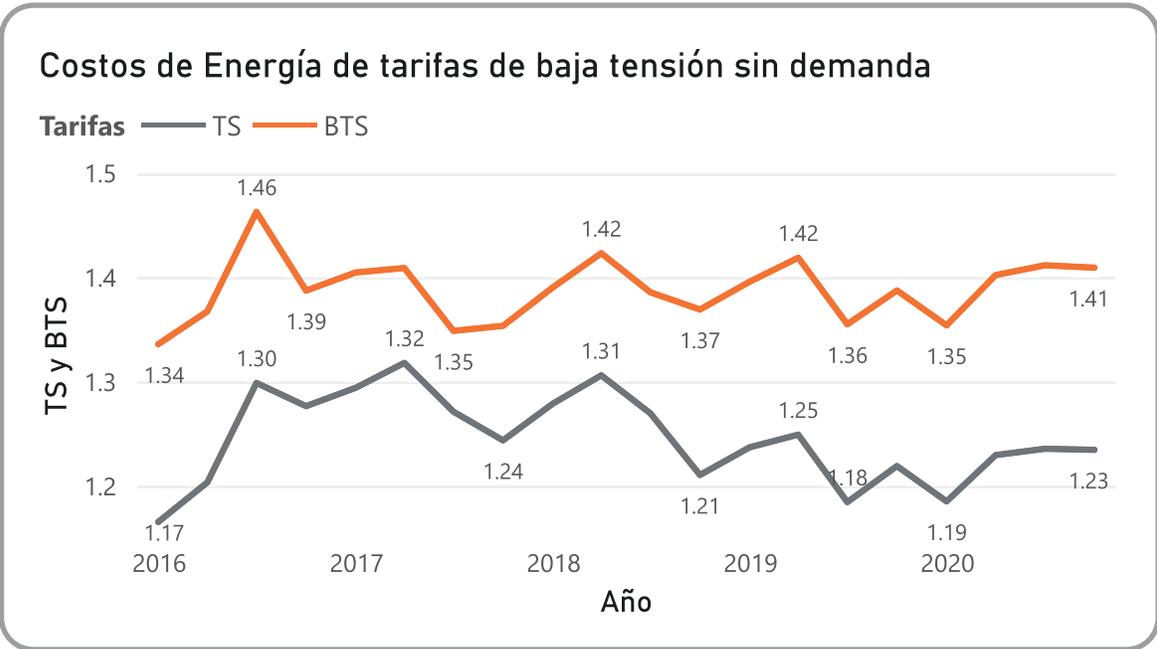
### EEM de Tacaná Tarifas TS y BTS Q/kWh



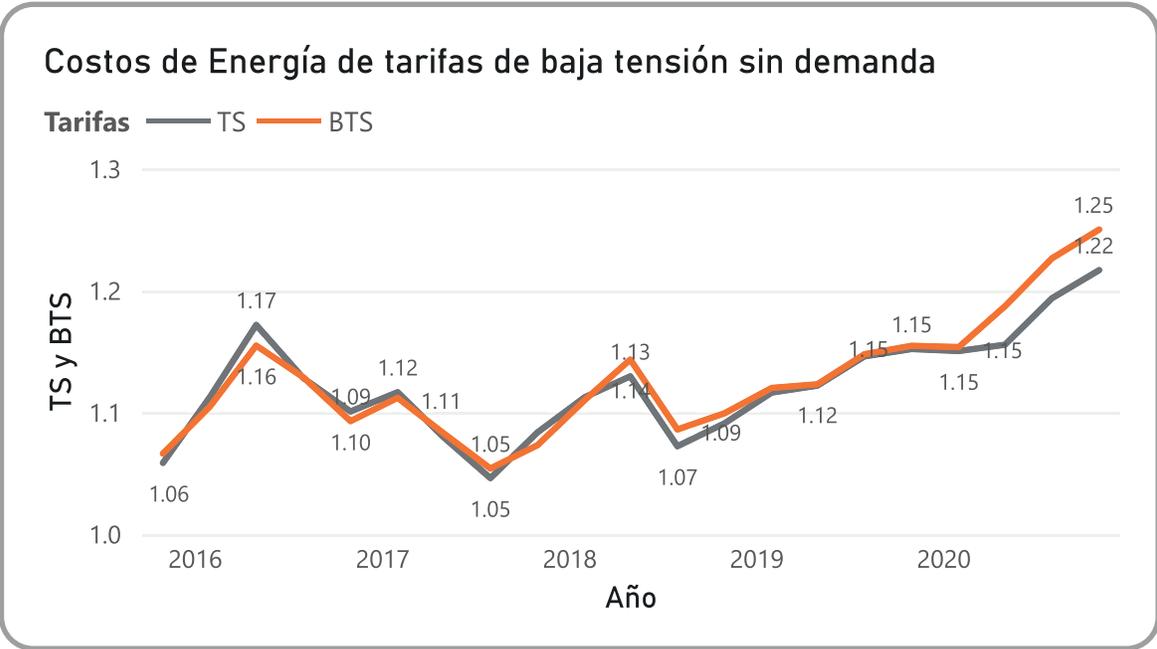
### EEM de Santa Eulalia Tarifas TS y BTS Q/kWh



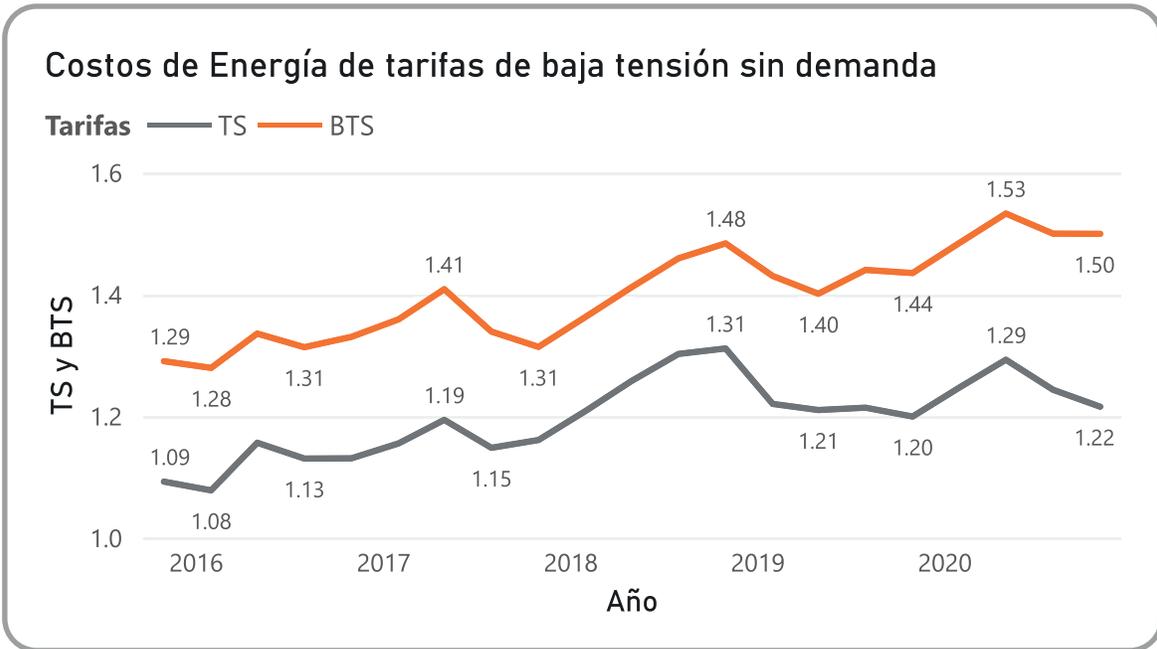
EEM de Zacapa Tarifas TS y BTS Q/kWh



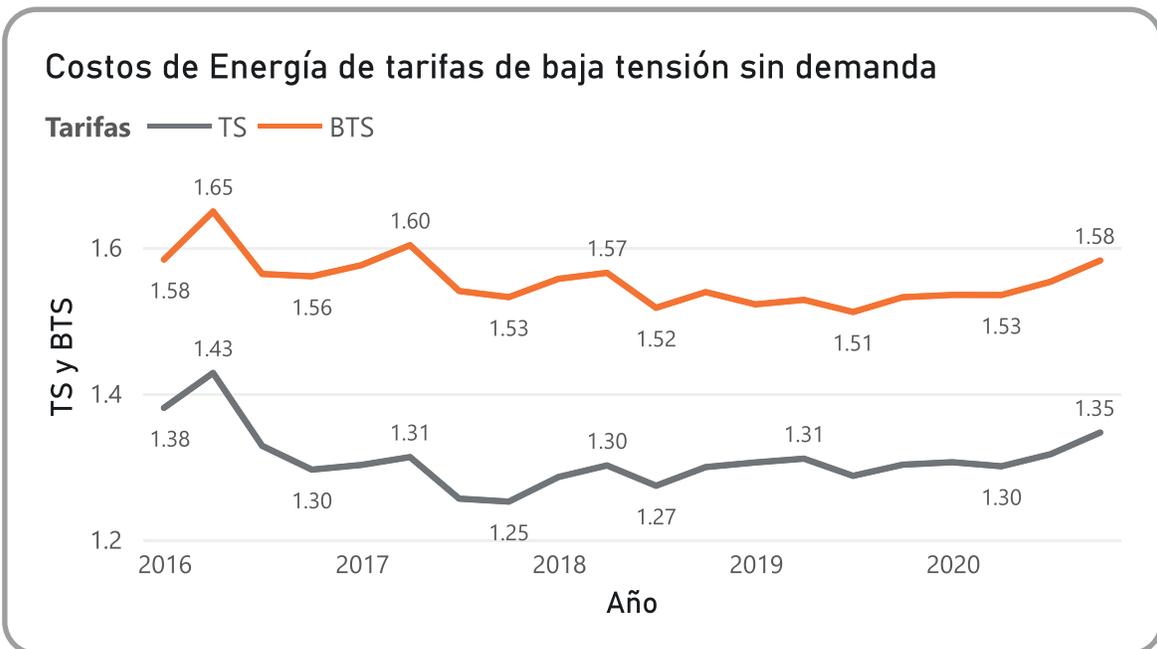
EE de Patulul Tarifas TS y BTS Q/kWh



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



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

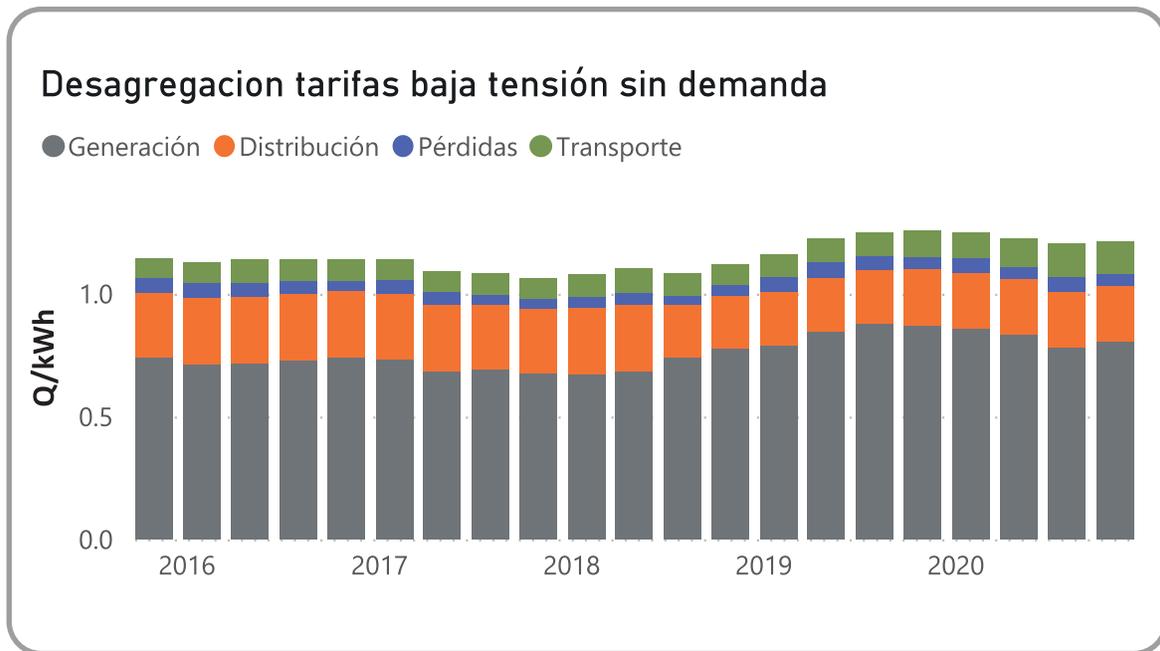


Para el caso de las Empresas Eléctricas Municipales, salvo excepciones, se observa un comportamiento estable a lo largo de los años para todas estas tarifas, siendo remarcables los casos de dicha estabilidad para empresas como San Pedro Pinula, Ixcán, San Marcos y San Pedro Sacatepéquez, en las cuales la variación de sus tarifas se ha mantenido en el orden de  $\pm 3$  centavos, como puede observarse en las respectivas gráficas. 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.

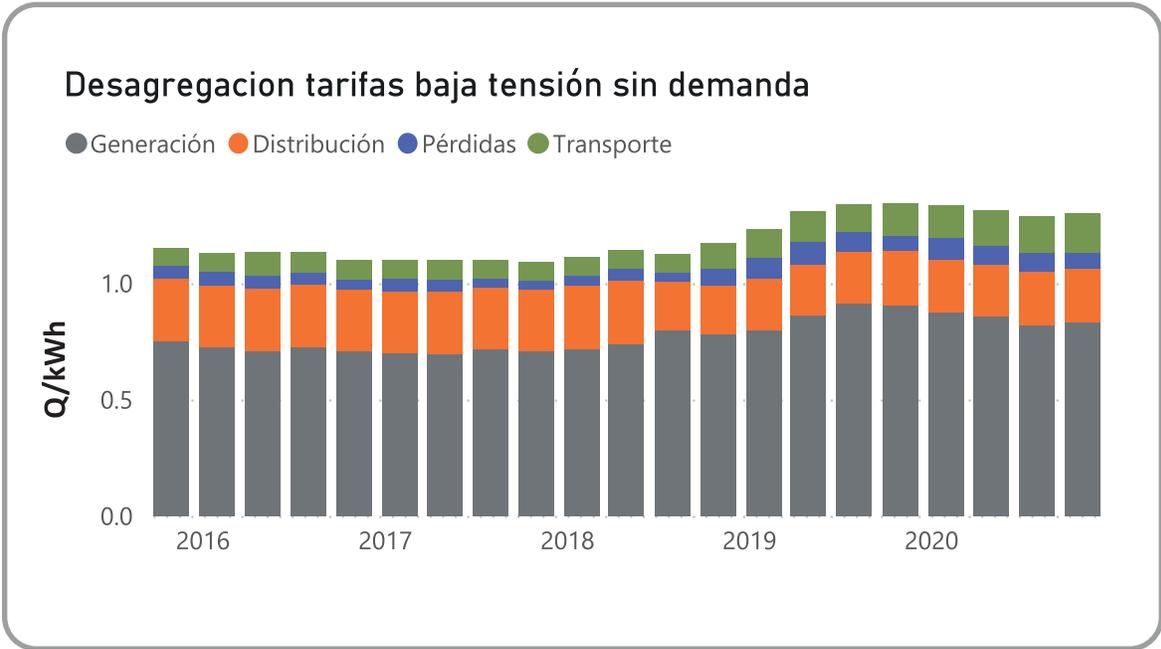
## 1.2. Composición de la Tarifa Social y No Social del 2016 al 2020

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.

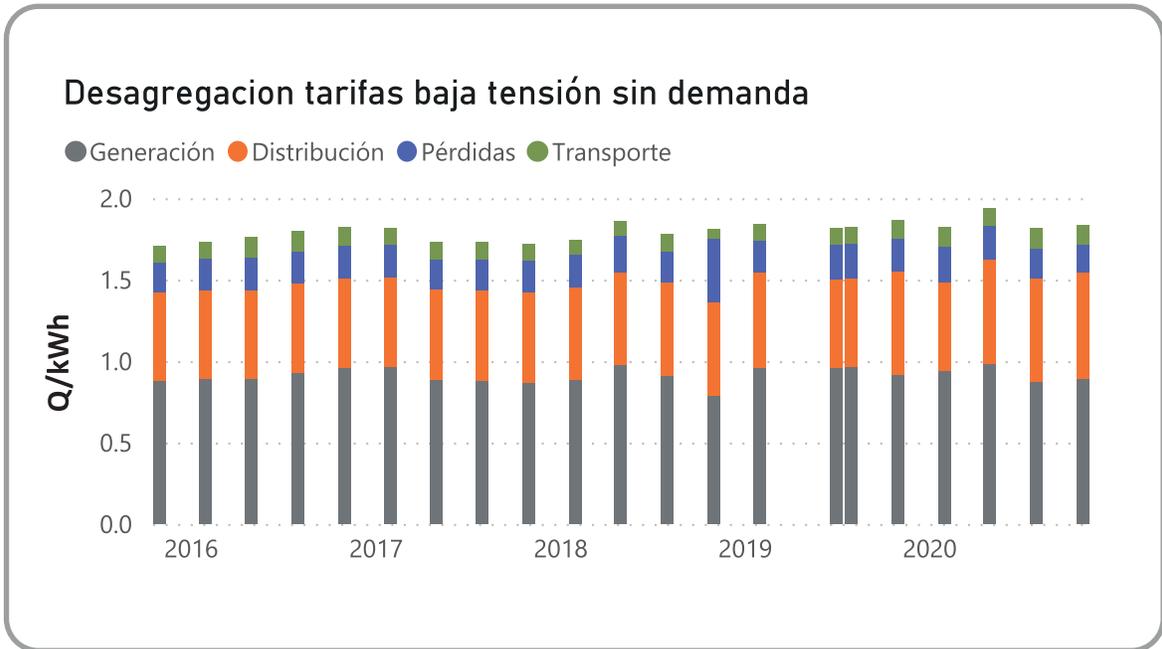
Desagregación de Tarifa TS de EEGSA del 2016 al 2020, Q/kWh



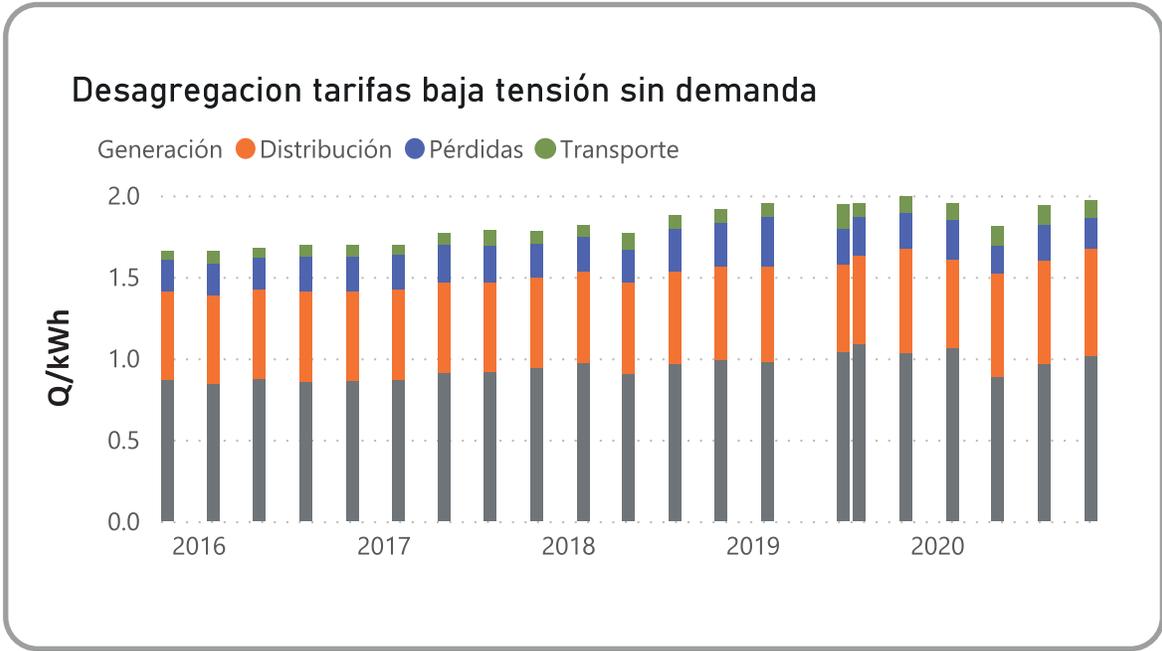
**Desagregación de Tarifa BTS de EEGSA del 2016 al 2020, Q/kWh**



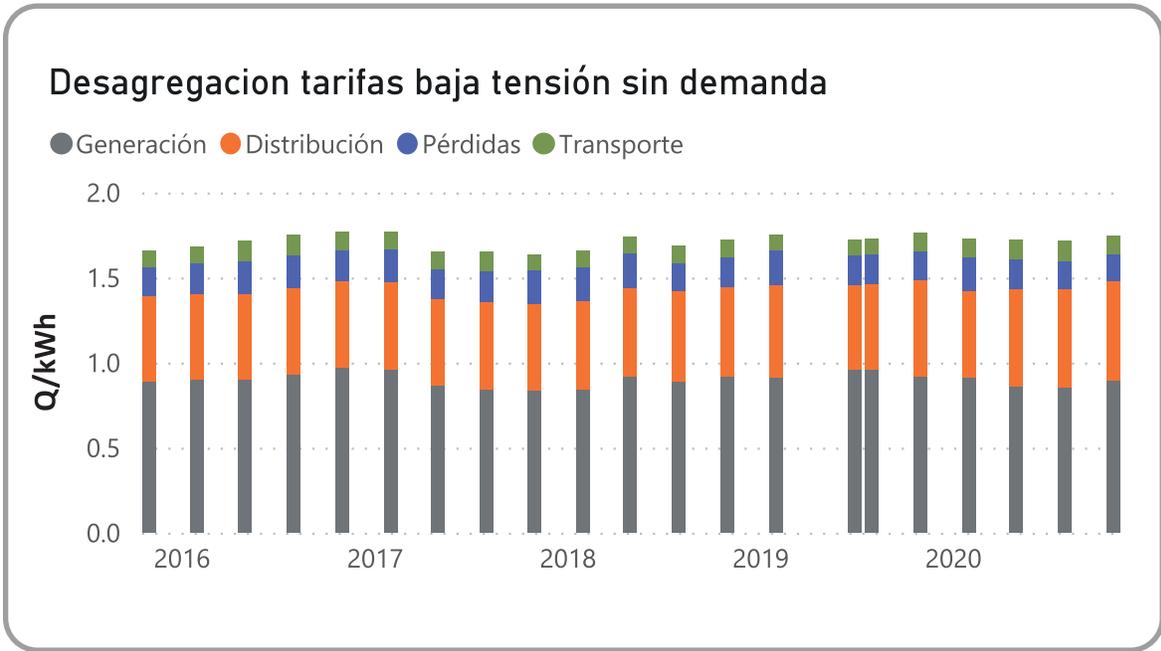
**Desagregación de Tarifa TS de DEOCSA del 2016 al 2020, Q/kWh**



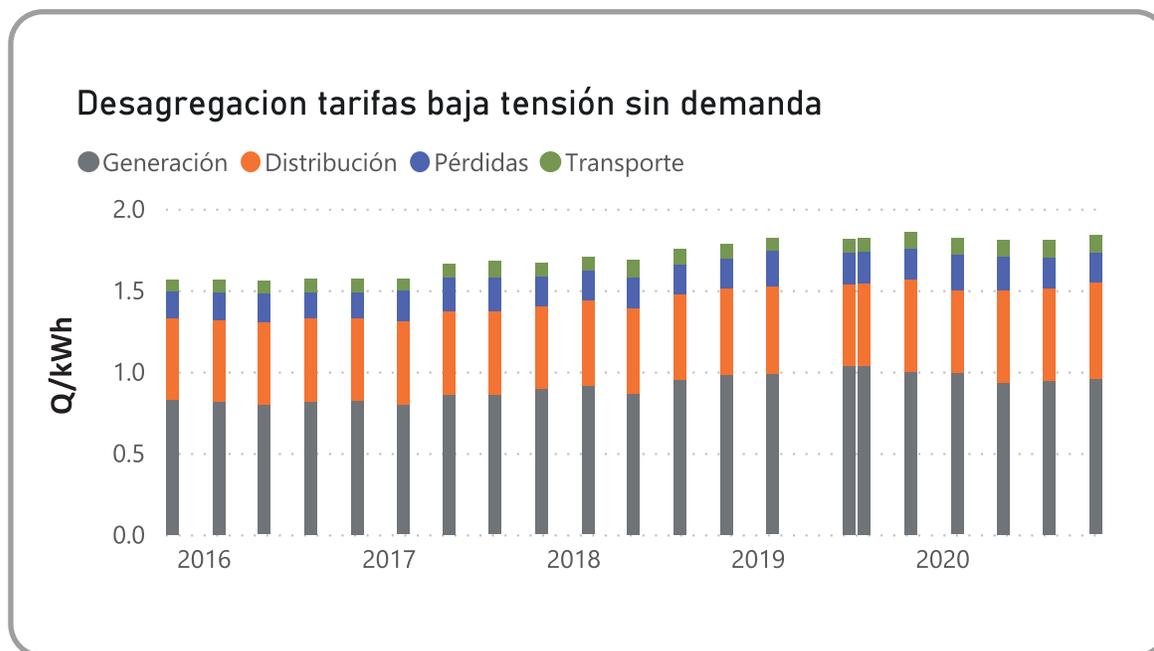
### Desagregación de Tarifa BTS de DEOCSA del 2016 al 2020, Q/kWh



### Desagregación de Tarifa TS de DEORSA del 2016 al 2020, Q/kWh



## Desagregación de Tarifa BTS de DEORSA del 2016 al 2020, Q/kWh



De las anteriores gráficas es posible resaltar lo siguiente:

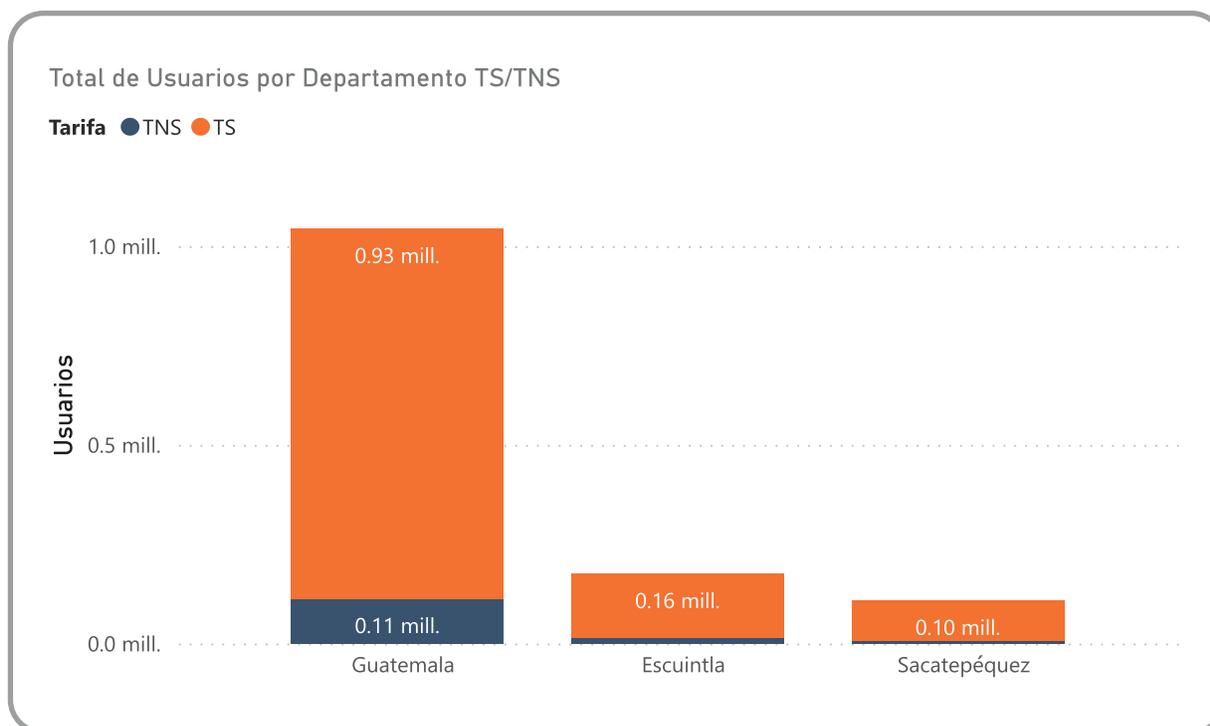
- Se observa que entre todas las componentes de costos, la que mayor peso y variabilidad muestra a lo largo del tiempo son los costos de generación, siendo esta componente la que origina las variaciones más significativas en el valor final de las tarifas.
- Sobre estos es posible indicar que, en mayor 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.

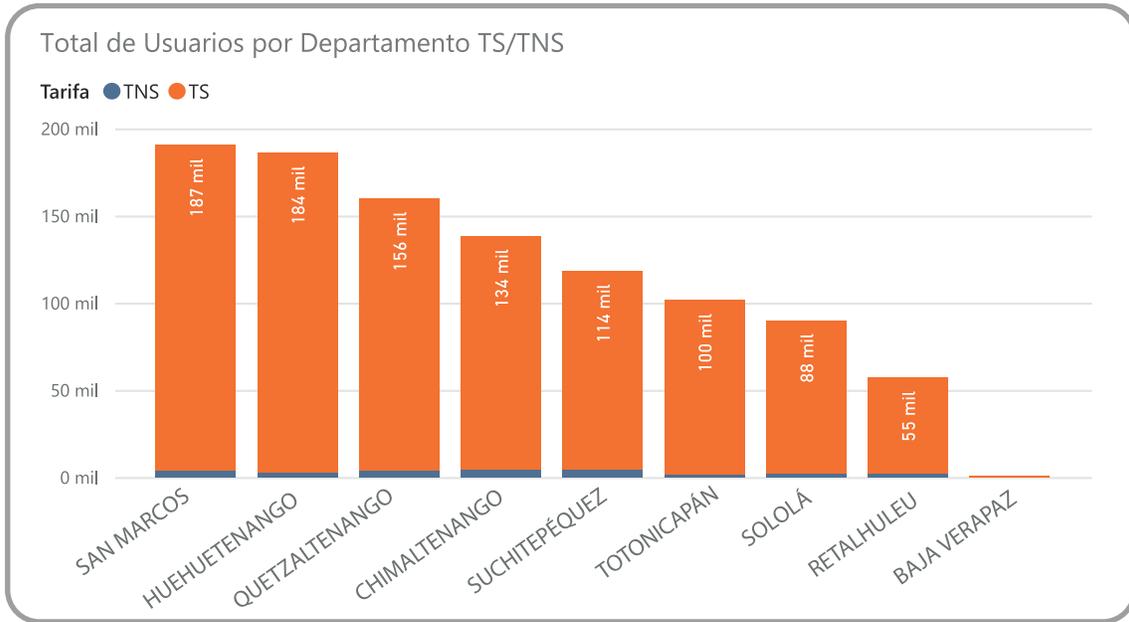
### 2.1. Distribución de usuarios por Departamento año 2020

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



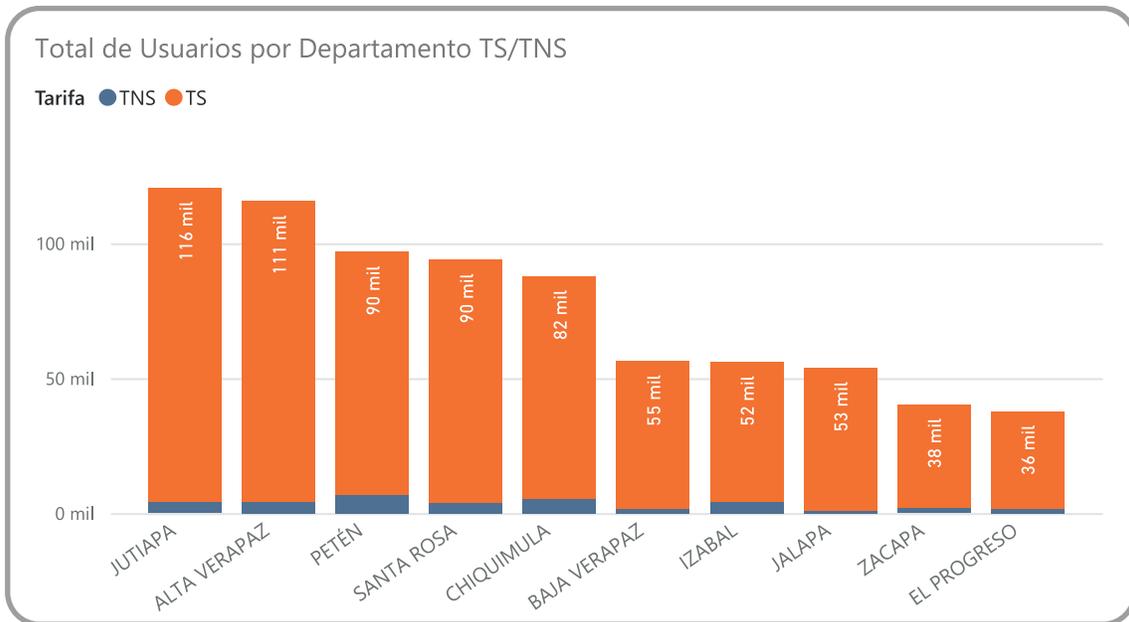
Se destaca el hecho de que el Departamento de Guatemala ya rebasa el millón de usuarios para el caso de EEGSA.

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



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

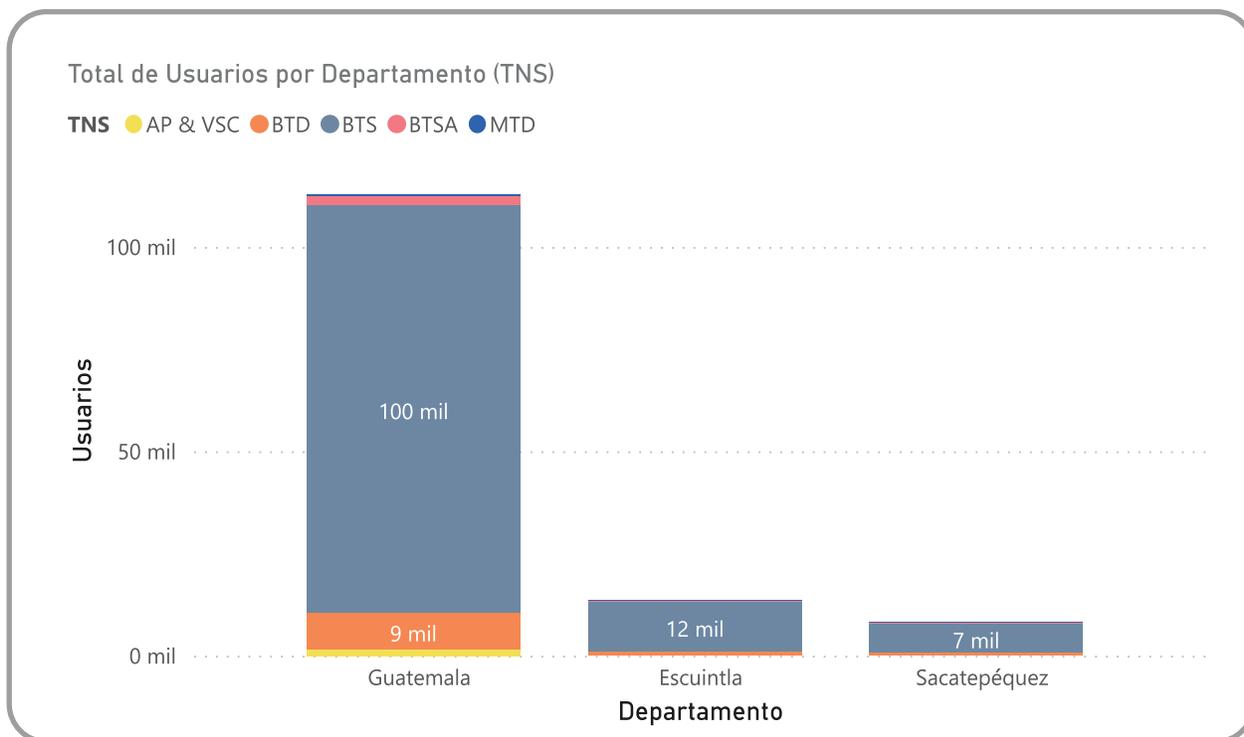
### Distribución de Usuarios por Departamento por tarifa TS/TNS , DEOCSA



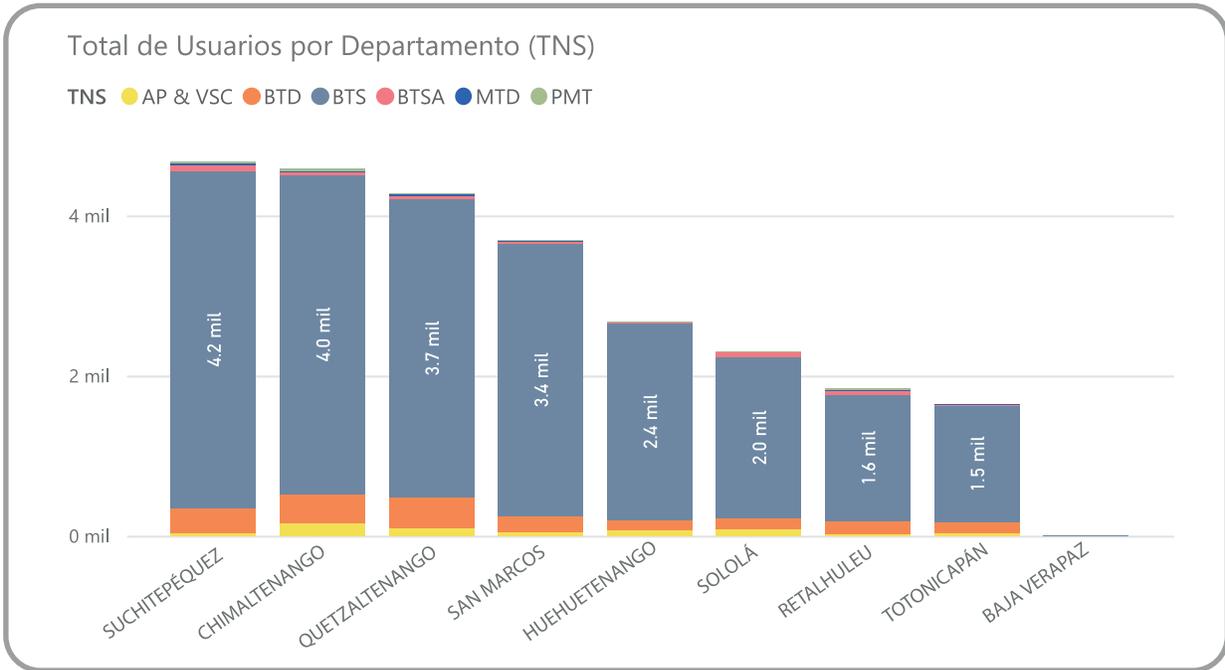
Para DEORSA es interesante considerar que dos de los departamentos con menor densidad poblacional del país (Alta Verapaz y Petén), sean el segundo y tercer departamento con mayor cantidad de usuarios para esta Distribuidora. Finalmente, las gráficas de las 3 distribuidoras corroboran el hecho que la 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:

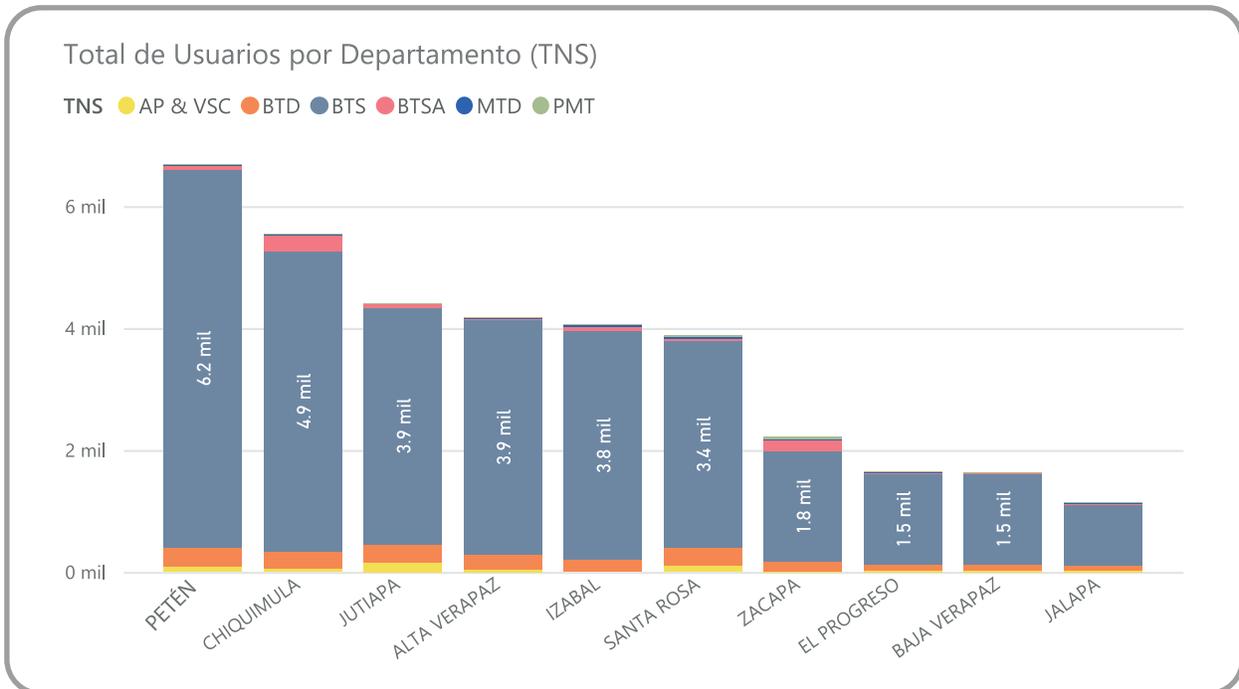
### Usuarios por Departamento EEGSA, tarifa TNS



### Usuarios por Departamento DEOCSA, tarifa TNS



### Usuarios por Departamento DEORSA, tarifa TNS

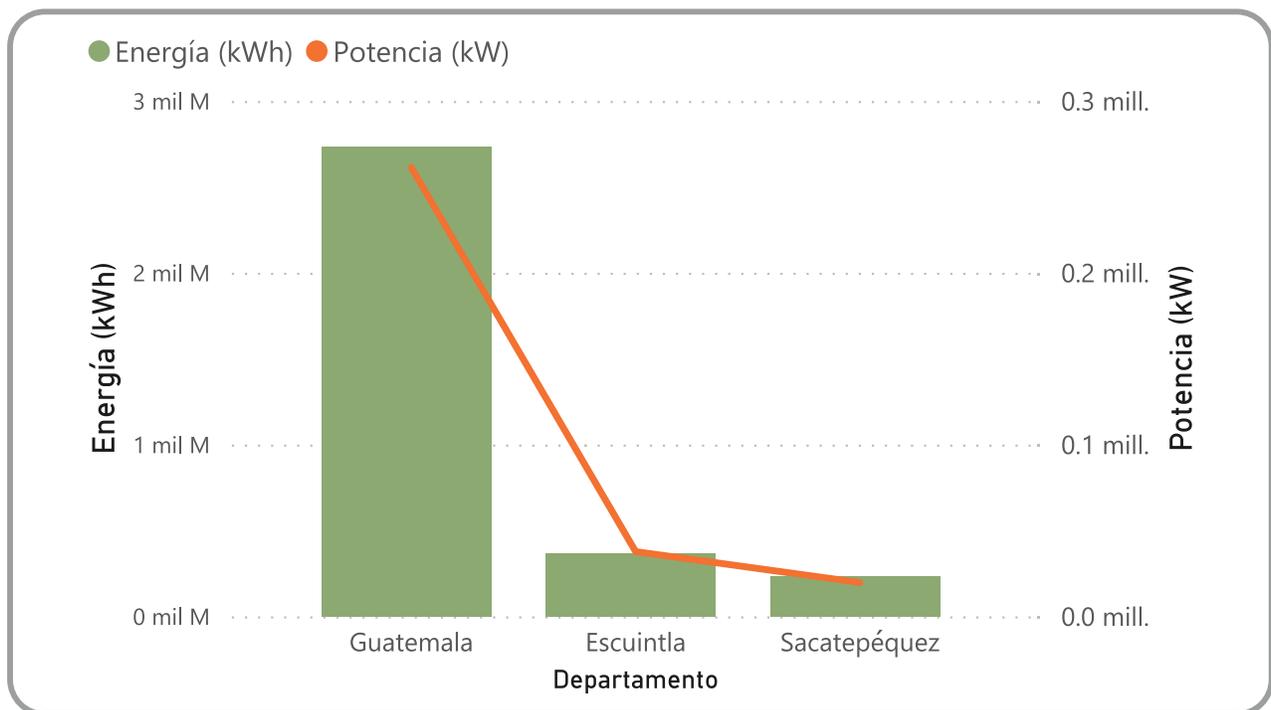


De las gráficas anteriores es posible indicar que las categorías tarifarias denominadas Tarifa No Social de manera global tienen muy poca representatividad numérica en cuanto a la cantidad de usuarios dentro del contexto global de las Distribuidoras; sin embargo, al observar a detalle estas categorías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

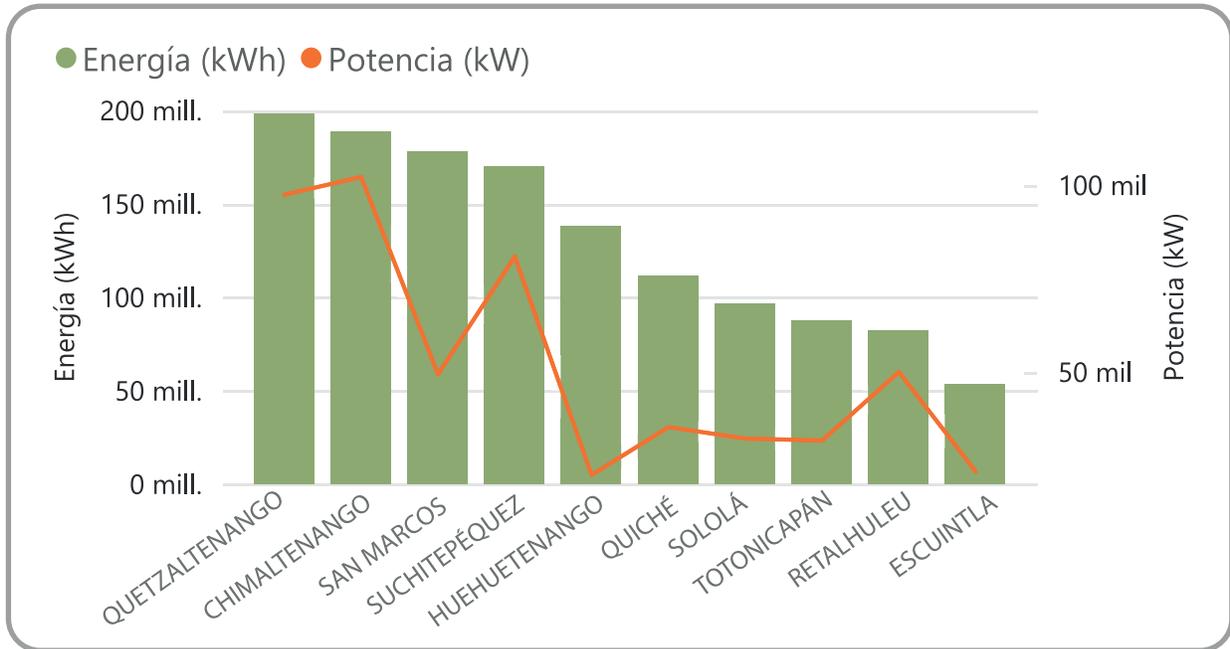
- La tarifa BTS concentra a la mayor cantidad de usuarios.
- Le siguen en importancia las categorías de usuarios con demanda conectados en Baja Tensión (BTDP, BTDFP, BTDH, BTDA).
- Las demás categorías concentran un reducido grupo de usuarios.
- Cabe mencionar que en estas gráficas no se ha analizado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

## 2.2. Consumo de energía y potencia año 2020

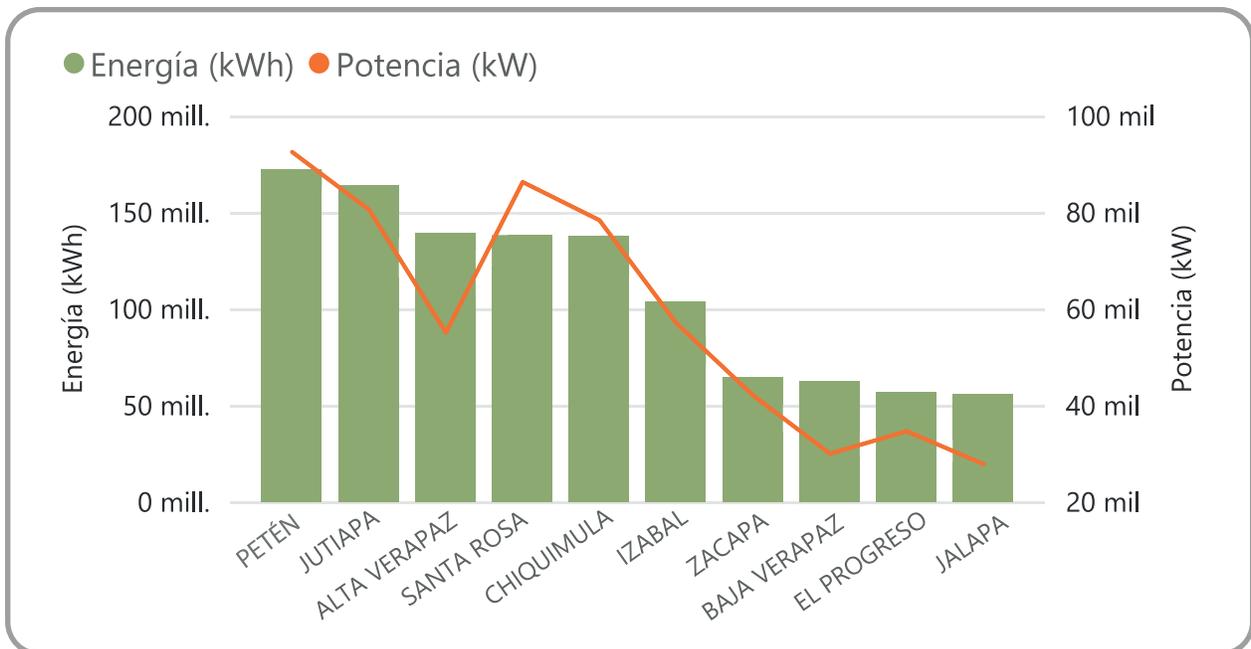
Consumo de Energía (kWh) y potencia máxima (kW) por Departamento, EEGSA



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



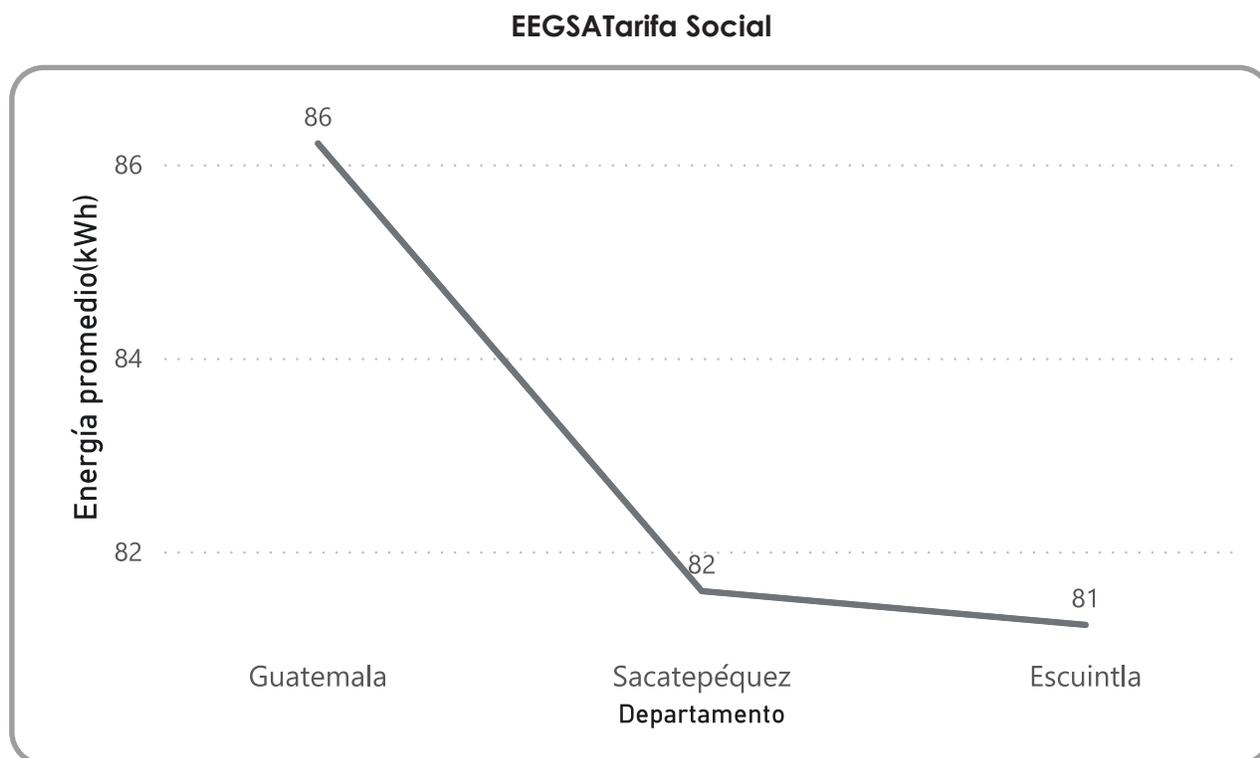
**Consumo de Energía (kWh) y potencia máxima (kW) por Departamento, DEORSA**



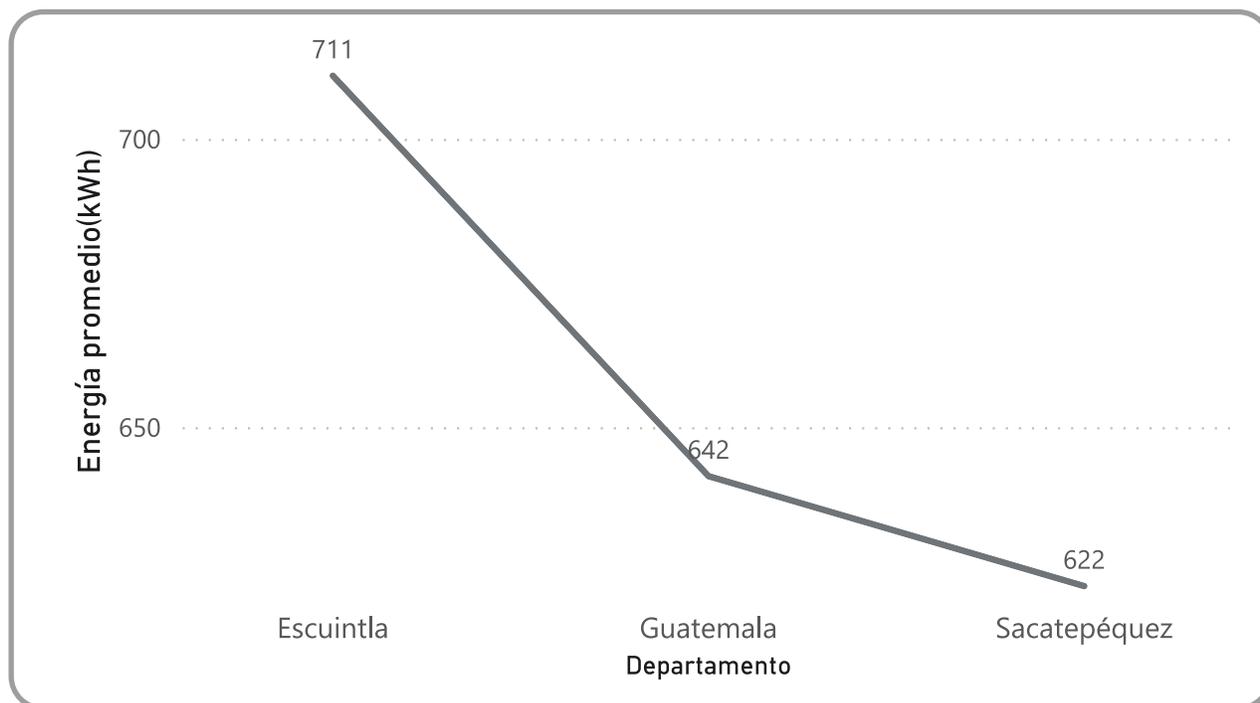
De las gráficas anteriores es posible realizar el siguiente análisis:

- Es evidente el nivel de concentración de demanda en el área central del país donde la escala de consumos es bastante superior al de las áreas oriente y occidente del país.
- En la correlación de los consumos de energía y potencia es importante destacar como el comportamiento de la demanda de energía tiene similitud con la demanda de potencia máxima en la zona central del país, esto dado a los niveles de consumos con medición de demanda (industria y comercio) que se concentran en dicha zona.
- Por otra parte es importante destacar como 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.

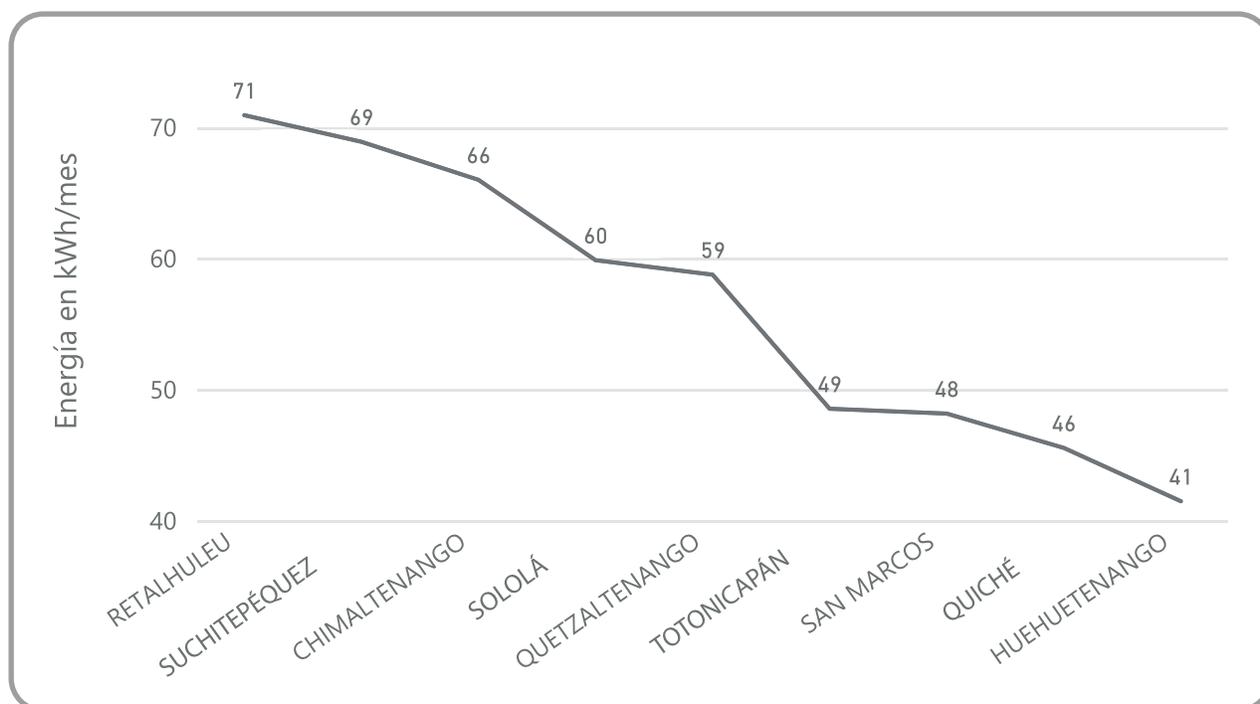
### 2.3 Consumo promedio mensual de energía y potencia por tipo de tarifa año 2020



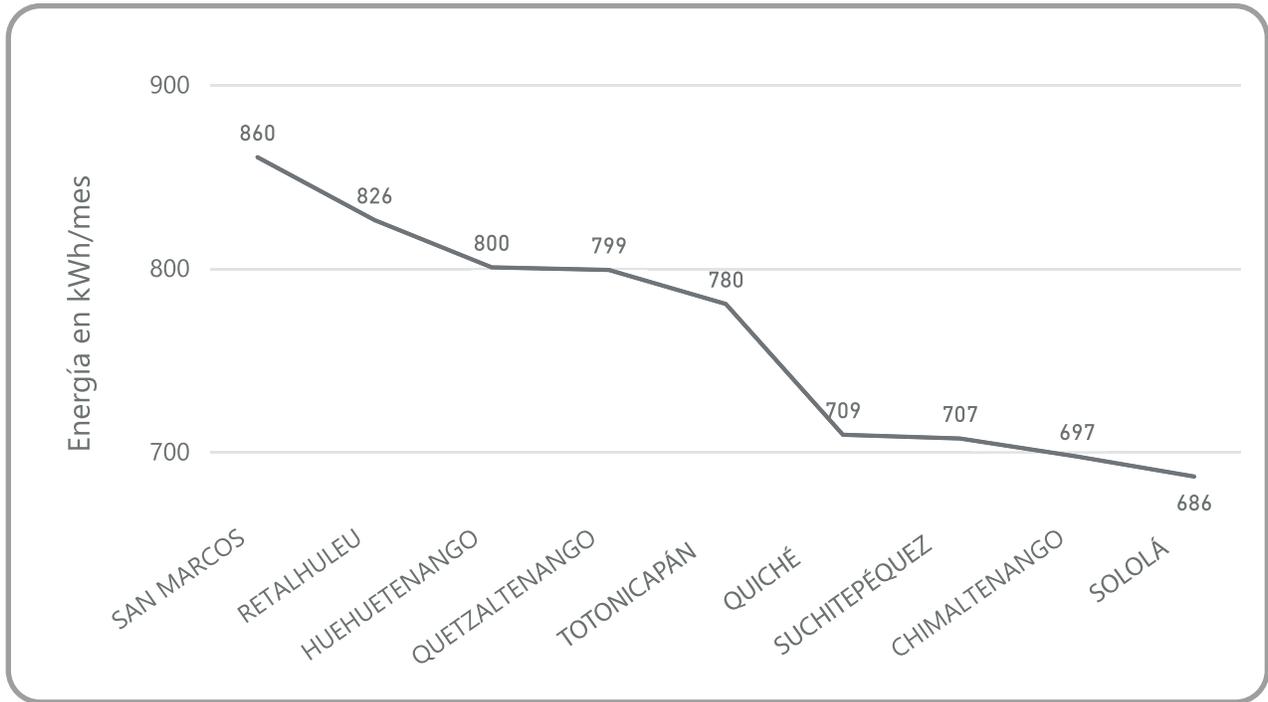
### EEGSA Tarifa BTS



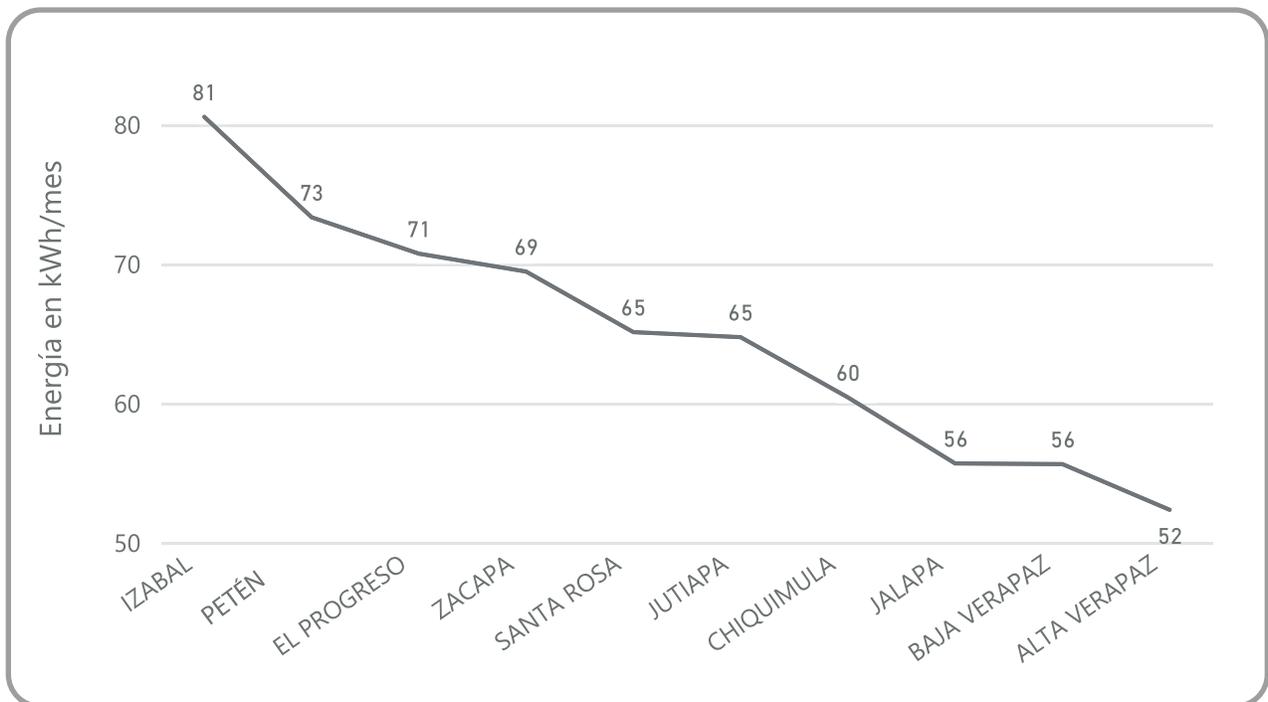
### DEOCSA Tarifa Social



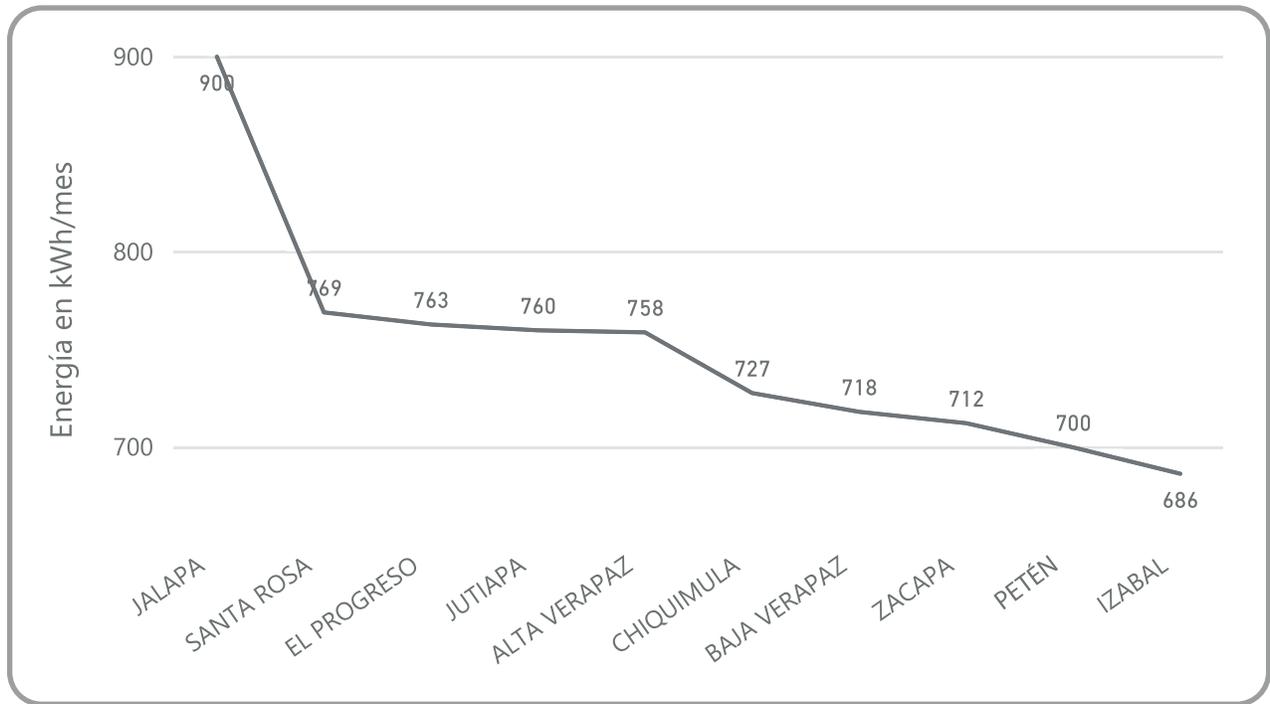
### DEOCSA Tarifa BTS



### DEORSA Tarifa Social



### DEORSA Tarifa BTS

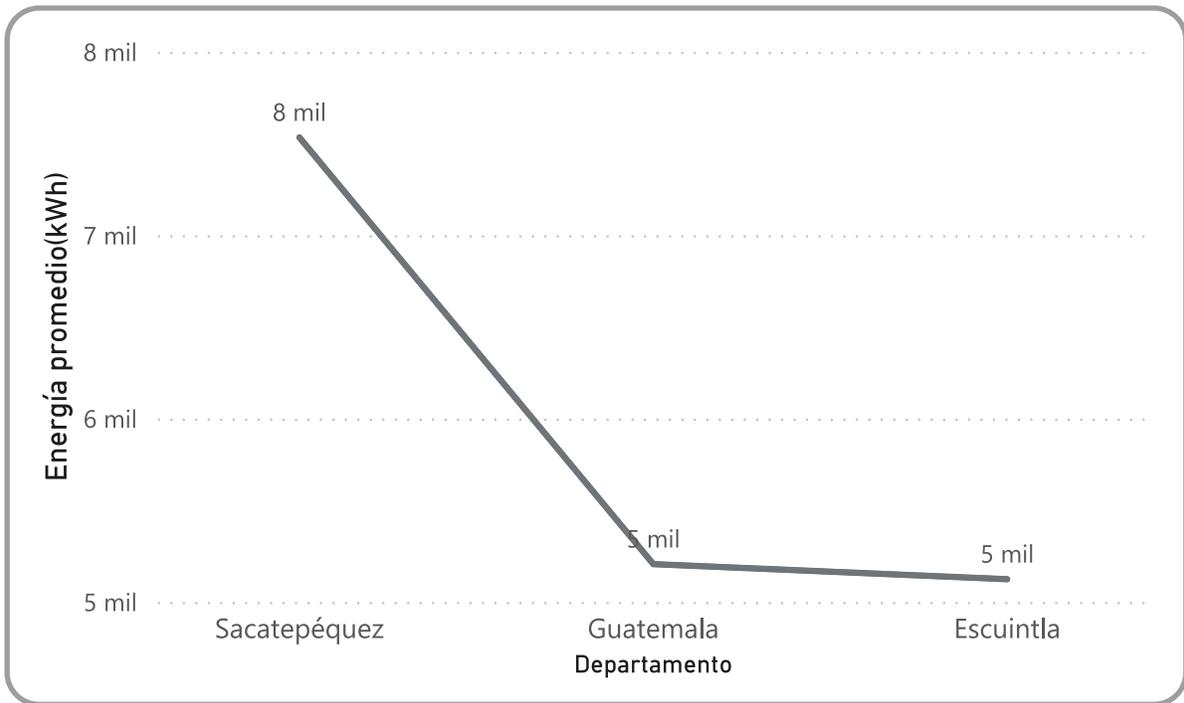


De las gráficas anteriores es posible resaltar lo siguiente:

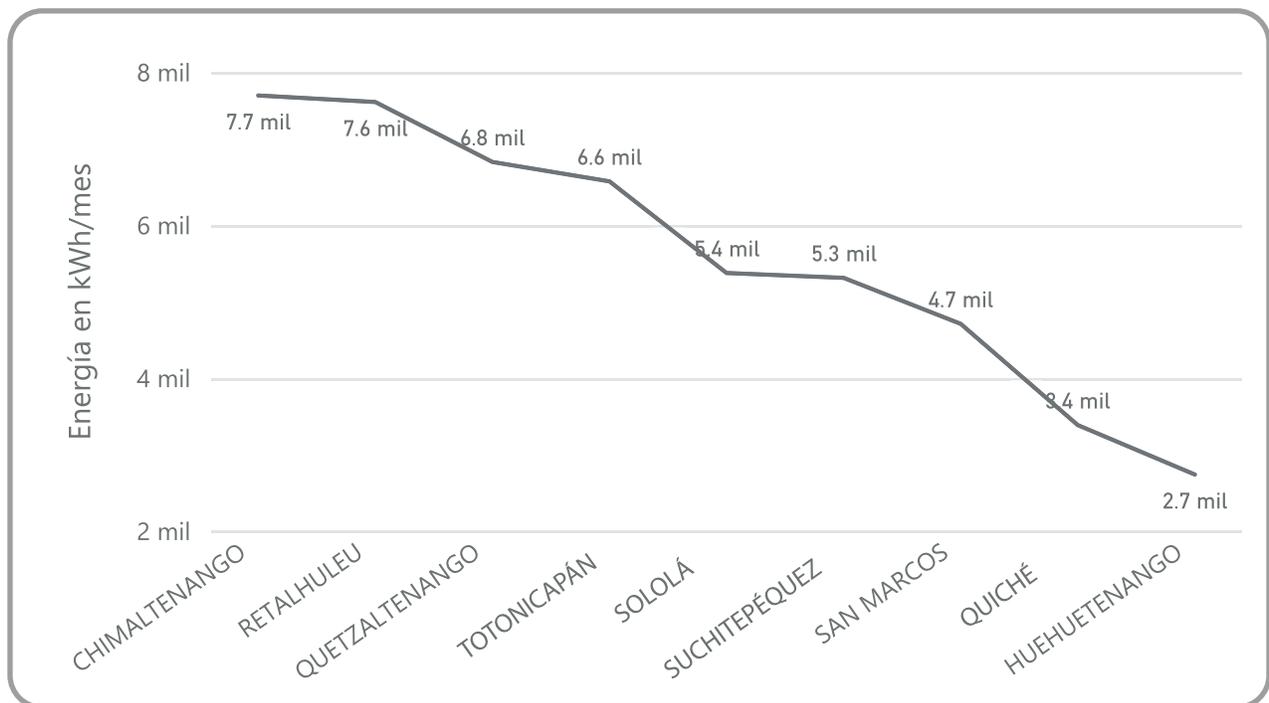
- Con relación al consumo medio mensual de Tarifa Social, para EEGSA este valor se encuentra alrededor de 84 kWh mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 60 kWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 65 kWh.
- Siempre con relación al consumo medio de Tarifa Social, puede inferirse que los 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 como 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.

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

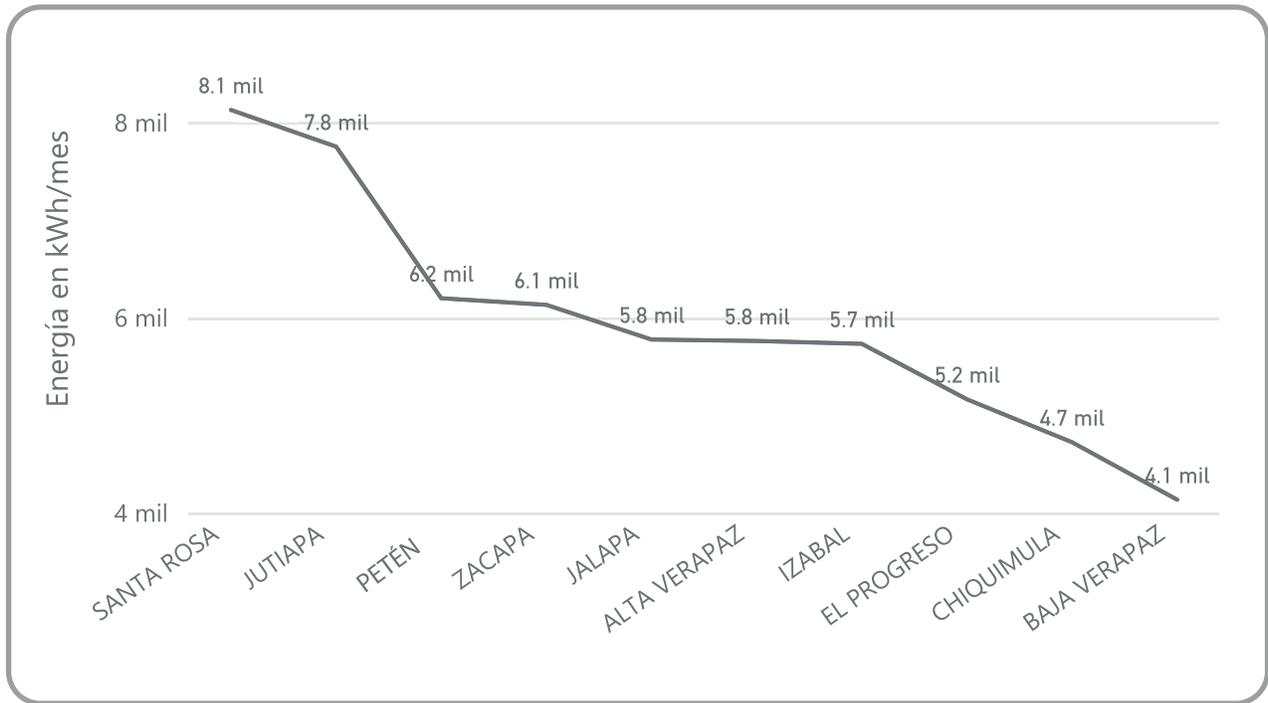
**EEGSA**



**DEOCSA**



## DEORSA



De las gráficas anteriores es posible resaltar lo siguiente:

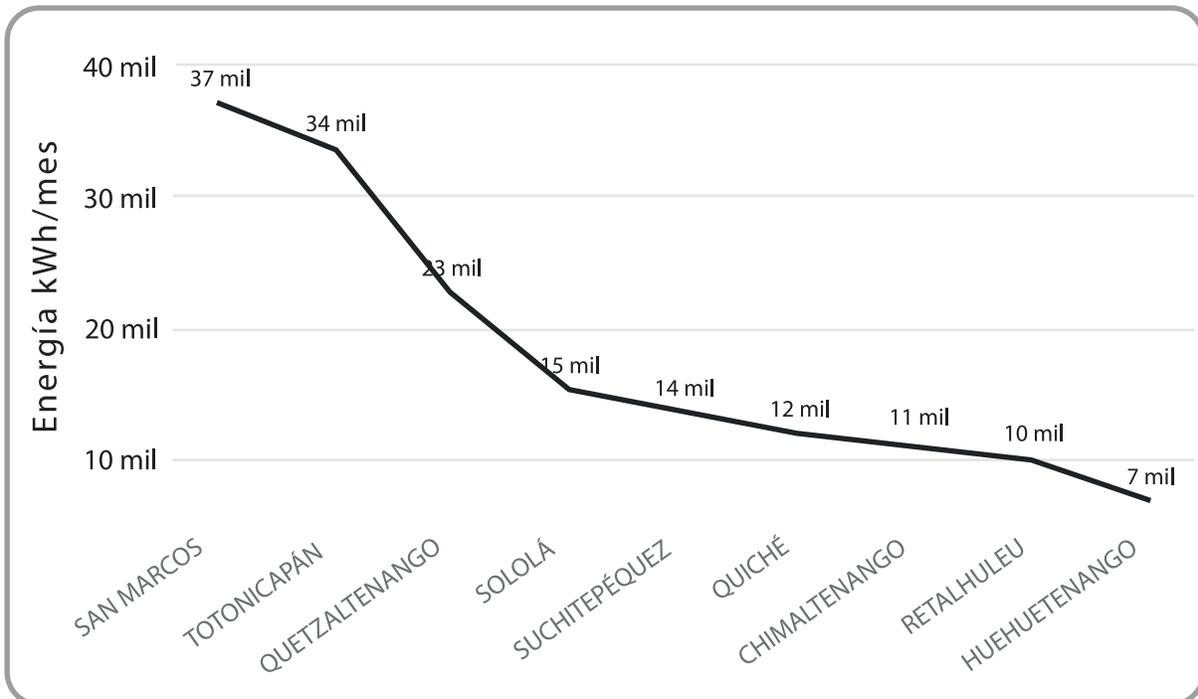
- Con relación al consumo medio mensual de tarifas de Baja Tensión con Demanda, para EEGSA este valor se encuentra alrededor de 6.0 MWh mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 5.0 MWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 6.0 MWh.
- De ello se infiere que el consumo de los usuarios de la zona central es similar que en el interior de la República.
- De igual forma se destaca como 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)

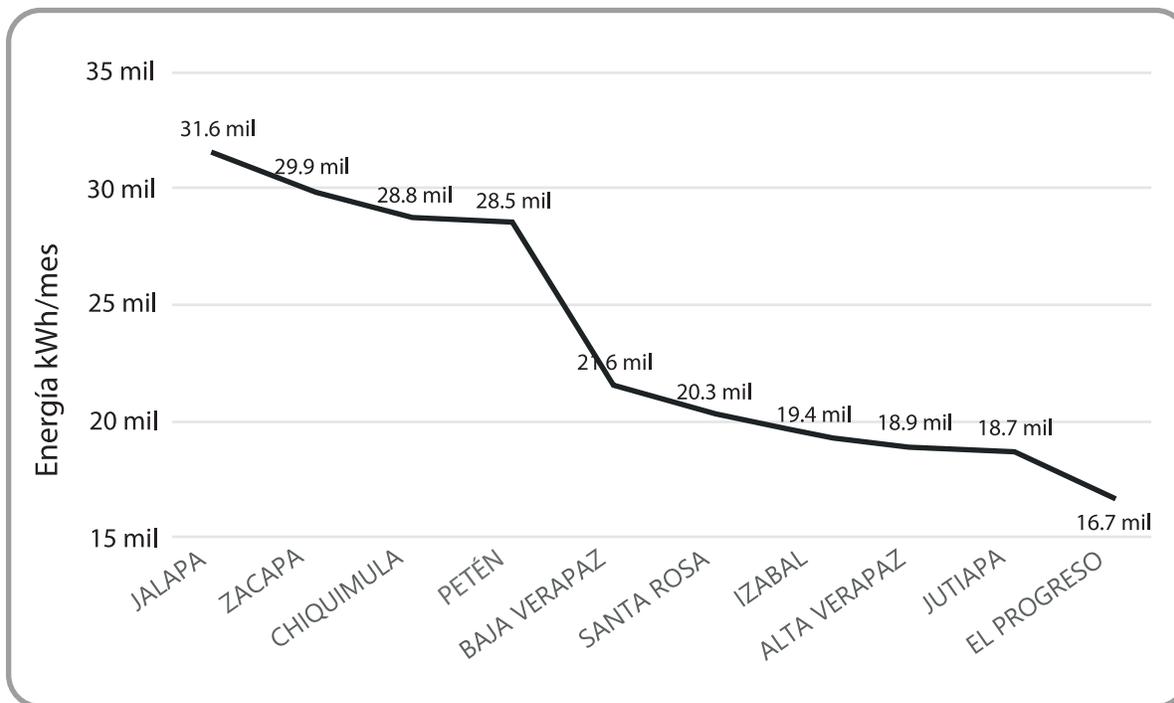
EEGSA



DEOCSA



## DEORSA



De las gráficas anteriores es posible resaltar lo siguiente:

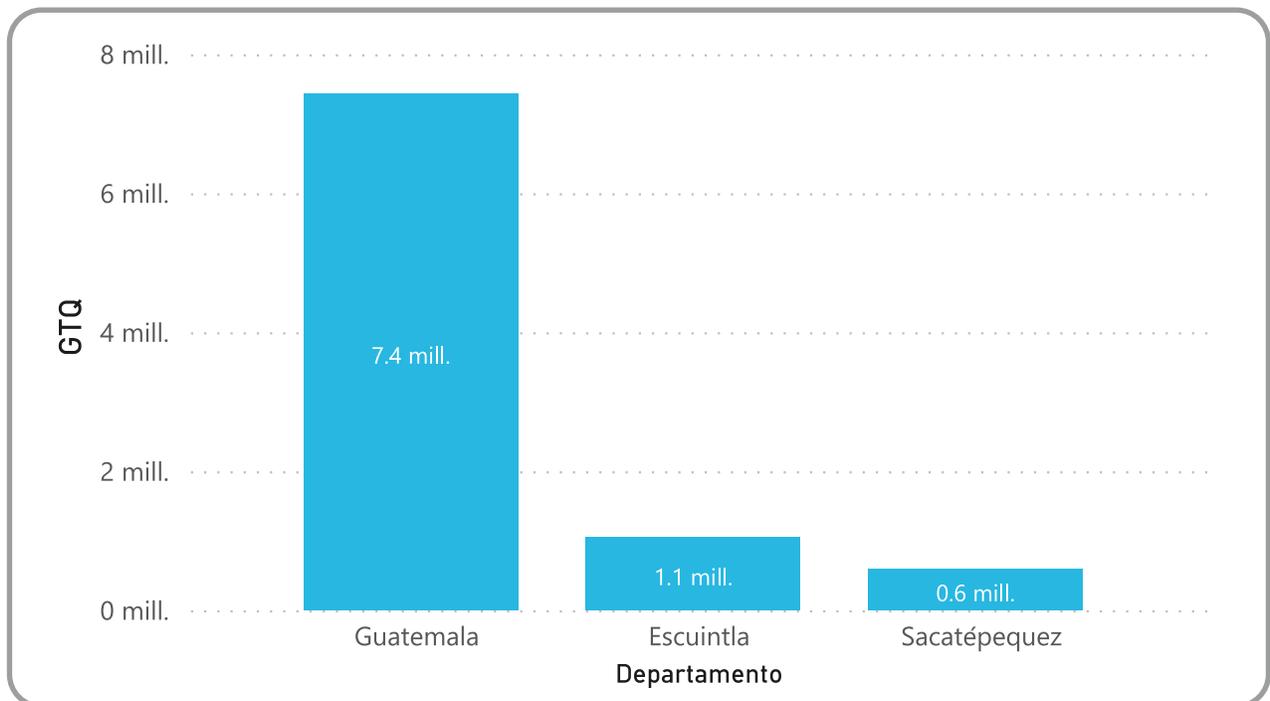
- Con relación al consumo medio mensual de tarifas de Baja Tensión con Demanda, para EEGSA este valor se encuentra alrededor de 40 MWh mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 20 MWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 25 MWh.
- De ello se infiere que el consumo de los usuarios de la zona 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. La explicación de 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

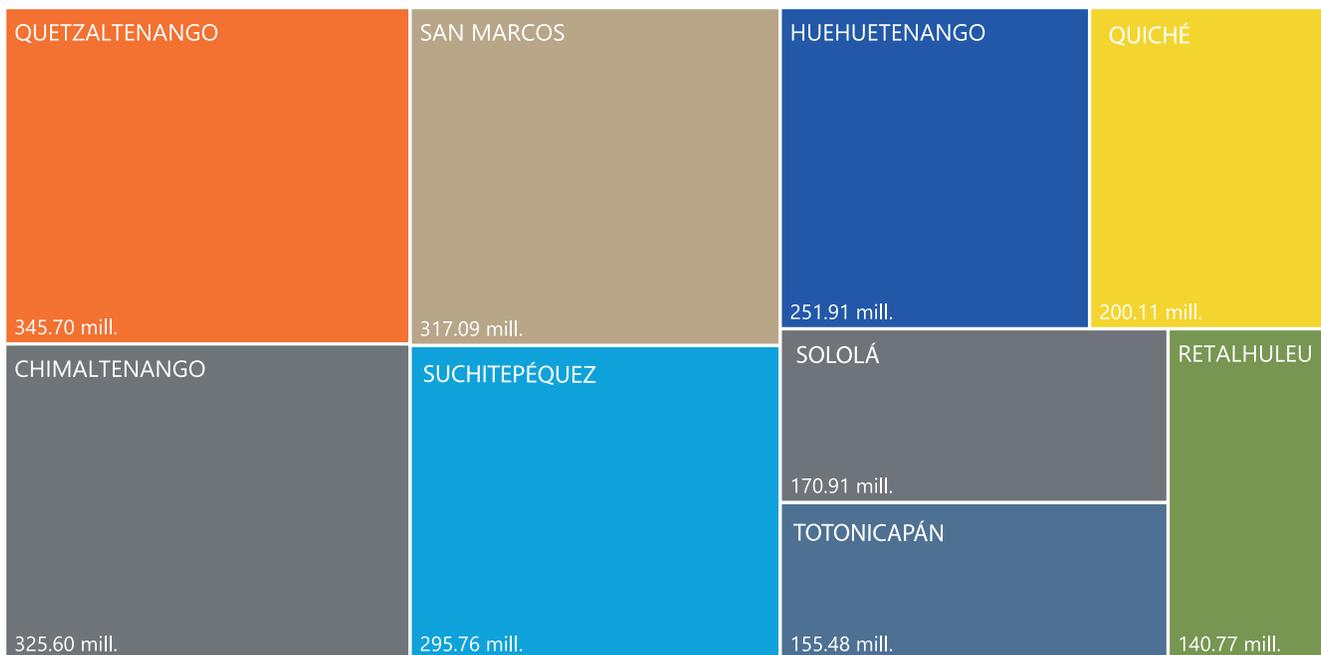
### Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia máxima 2020, EEGSA (GTQ) Energía



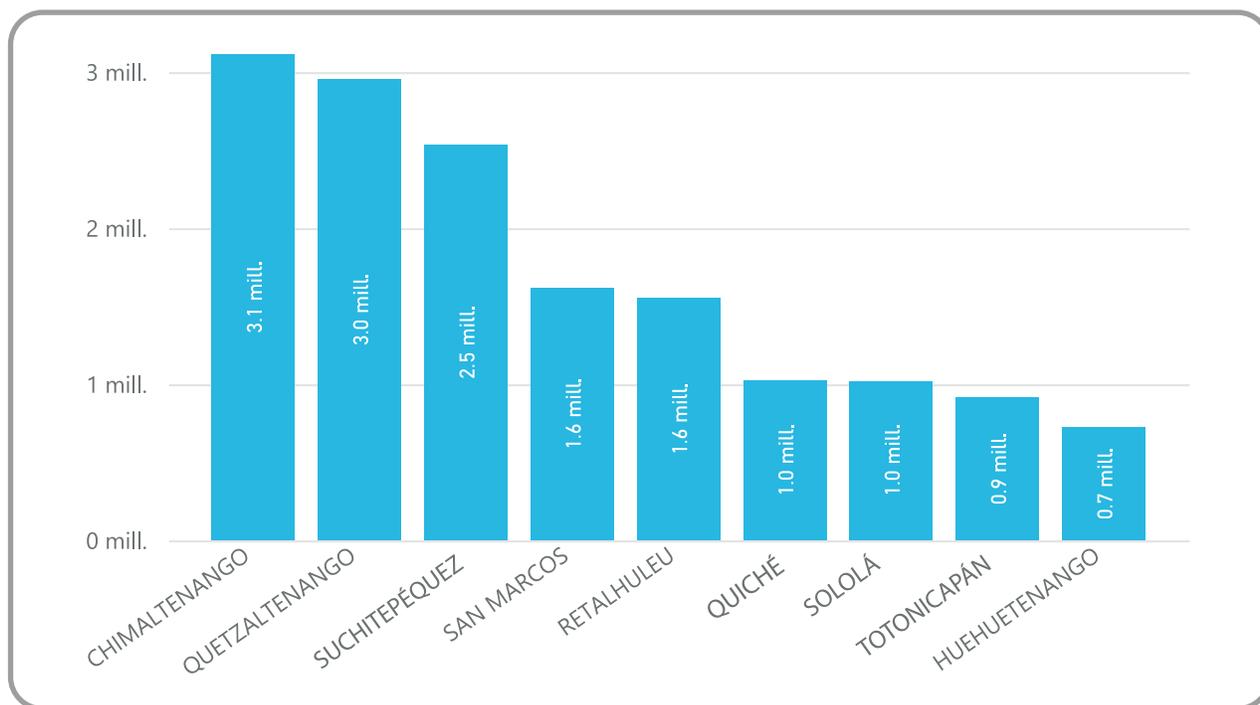
### Monto Facturado sobre Potencia Máxima



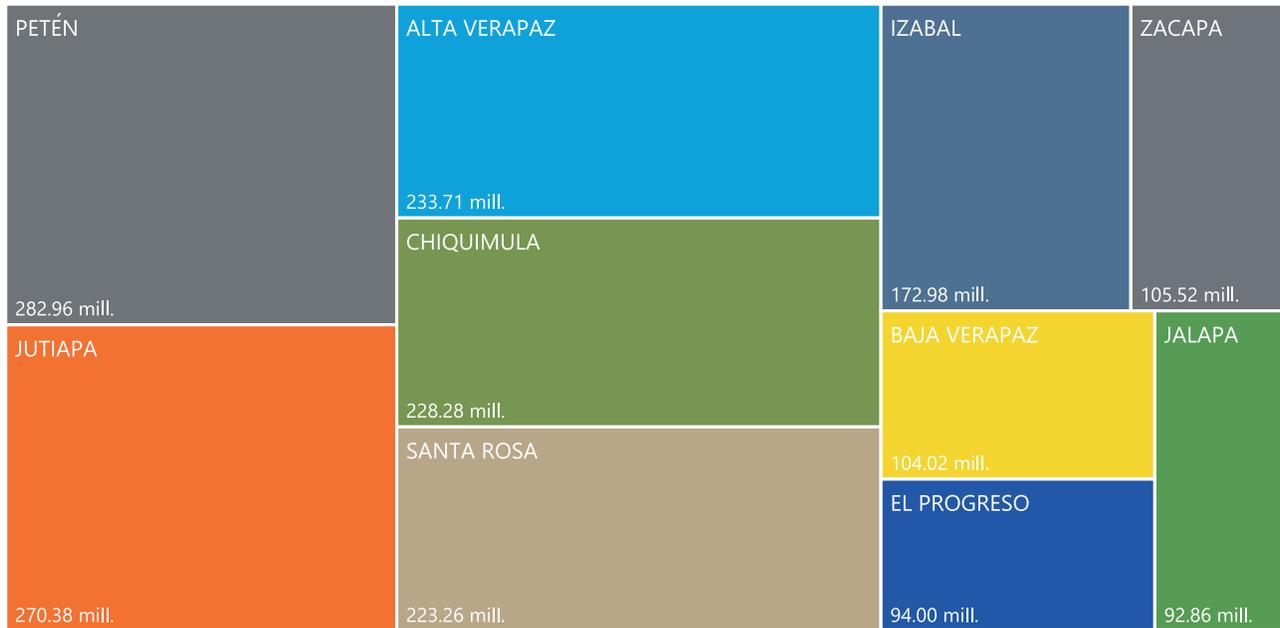
## Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia 2020, DEOCSA (GTQ) Energía



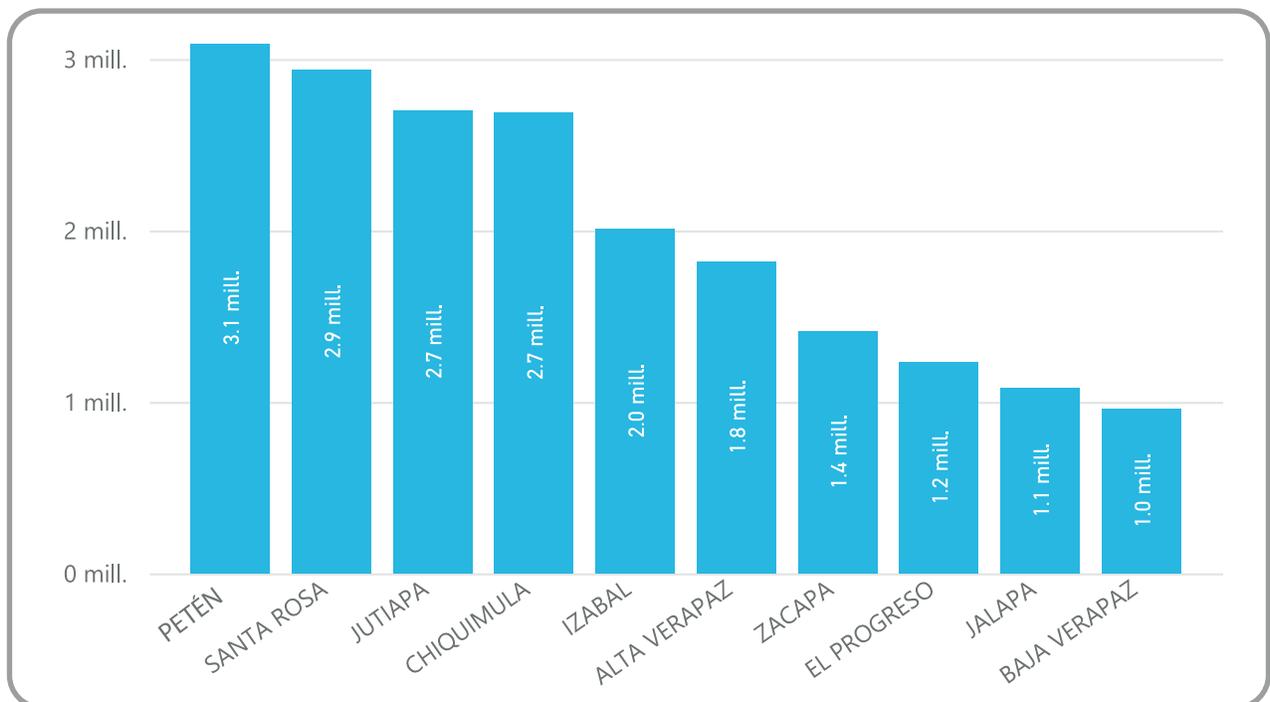
## Potencia máxima



## Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia 2020, DEORSA (GTQ) Energía



## Potencia máxima



## **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 que 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 dentro del 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 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 Social INDE se ha focalizado en los siguientes rangos de consumo y periodos para las distribuidoras Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.:

Enero – Abril 2020

<b>Rangos de Aporte Social INDE</b>		
Mes	1 a 60 kWh	61 a 88 kWh
Enero 2020	Q0.50	Q0.8105
Febrero 2020	Q0.50	Q0.8105
Marzo 2020	Q0.50	Q0.8105
Abril 2020	Q0.50	Q0.8105

Mayo – Agosto 2020

<b>Rangos de Aporte Social INDE</b>				
Mes	1 a 60 kWh	61 a 125 kWh	126 a 200 kWh	201 a 300 kWh
Mayo 2020	Q0.40	Q0.70	Q1.05	Q 1.12
Junio 2020	Q0.40	Q0.70	Q1.05	Q 1.12
Julio 2020	Q0.40	Q0.70	Q1.05	Q 1.12
Agosto 2020	Q0.40	Q0.70	Q1.05	Q 1.12

Septiembre 2020

<b>Rangos de Aporte Social INDE</b>		
Mes	1 a 60 kWh	61 - 125 kWh
Septiembre 2020	Q0.40	Q0.70

Octubre – Diciembre 2020

Rangos de Aporte Social INDE		
Mes	1 a 60 kWh	61 a 88 kWh
Octubre 2020	Q0.50	Q0.8105
Noviembre 2020	Q0.50	Q0.8311
Diciembre 2020	Q0.50	Q0.8311

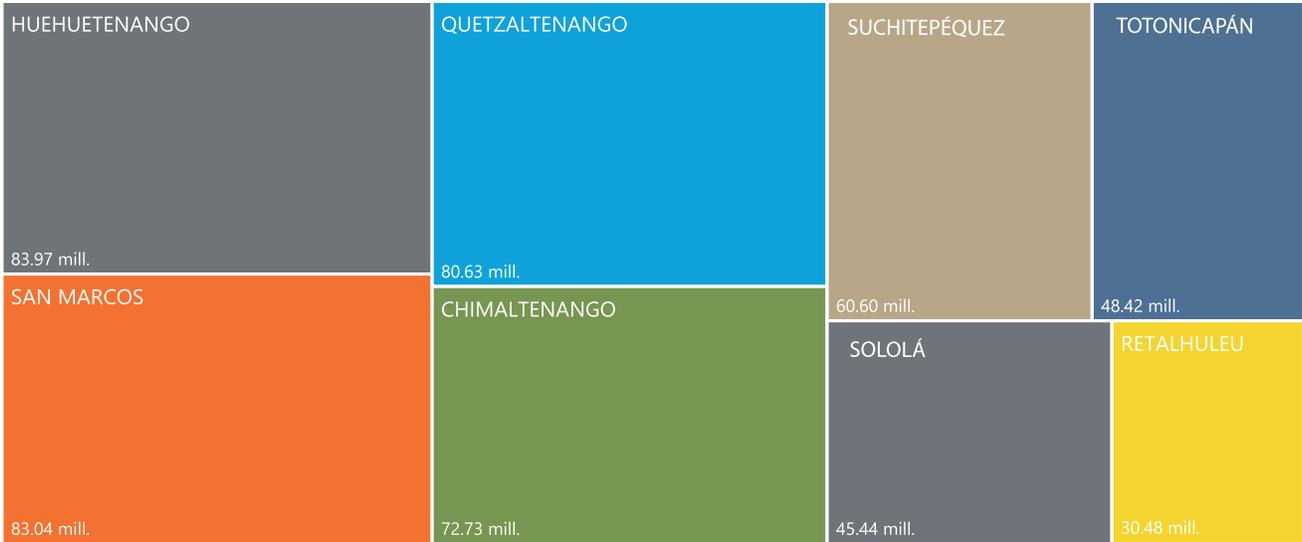
A continuación se presenta para cada distribuidora el detalle de Aporte INDE y la cantidad mensual promedio de usuarios beneficiados con dicho aporte, distribuida por departamento de su área de cobertura:

### 3.1 Monto Total de Aporte Social INDE en el 2020 por departamento en MQ

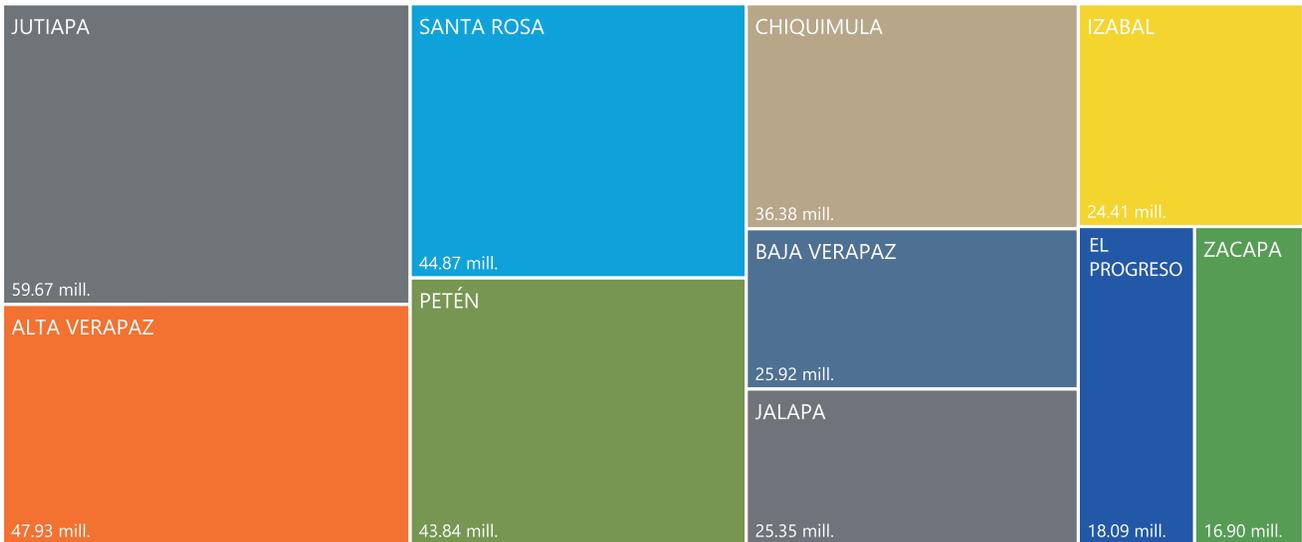
EEGSA



## DEOCSA

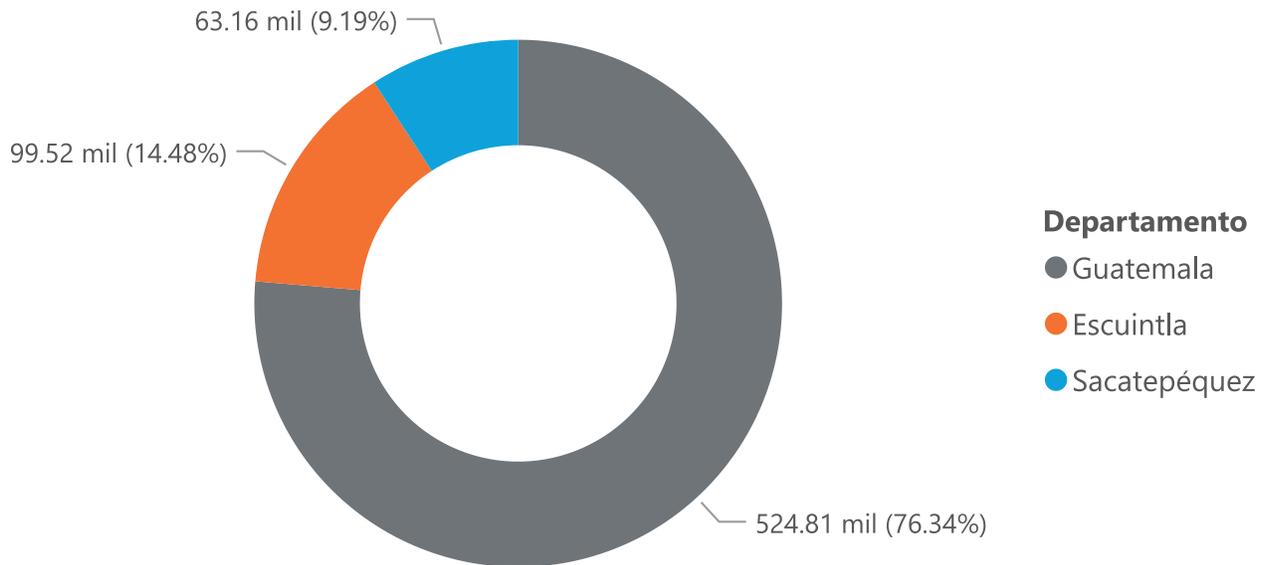


## DEORSA

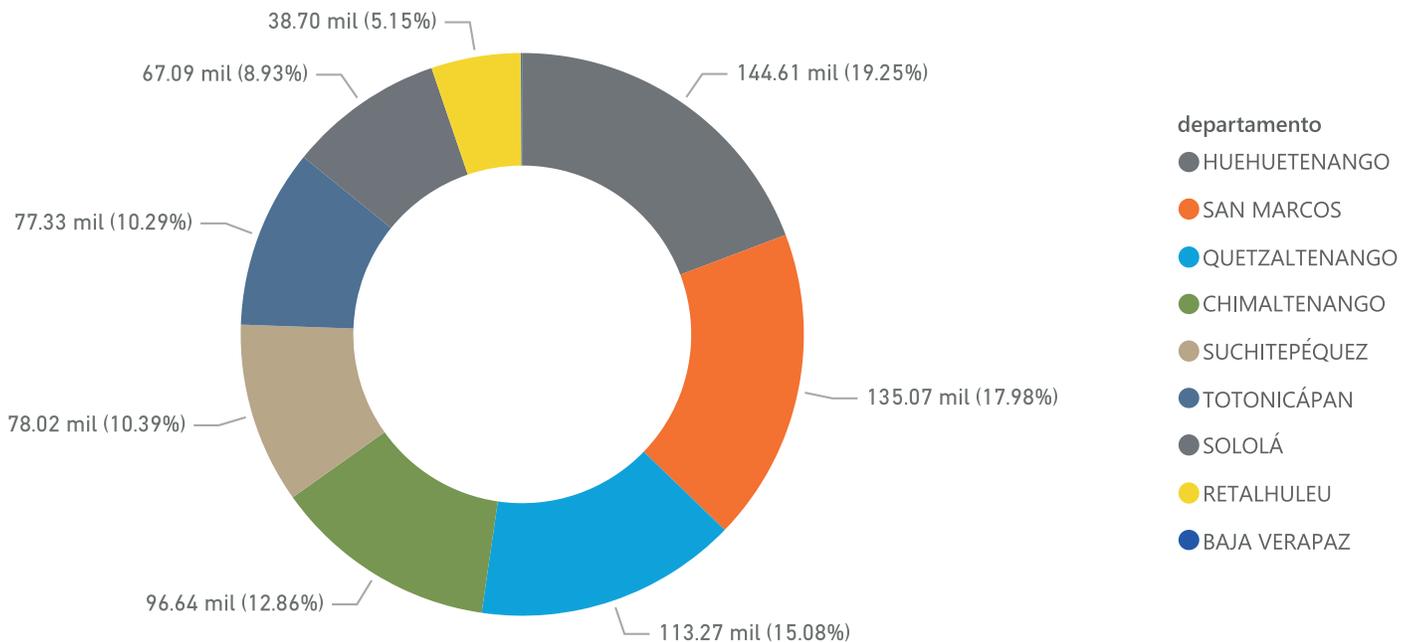


### 3.2. Usuarios Beneficiados por el Aporte Social INDE

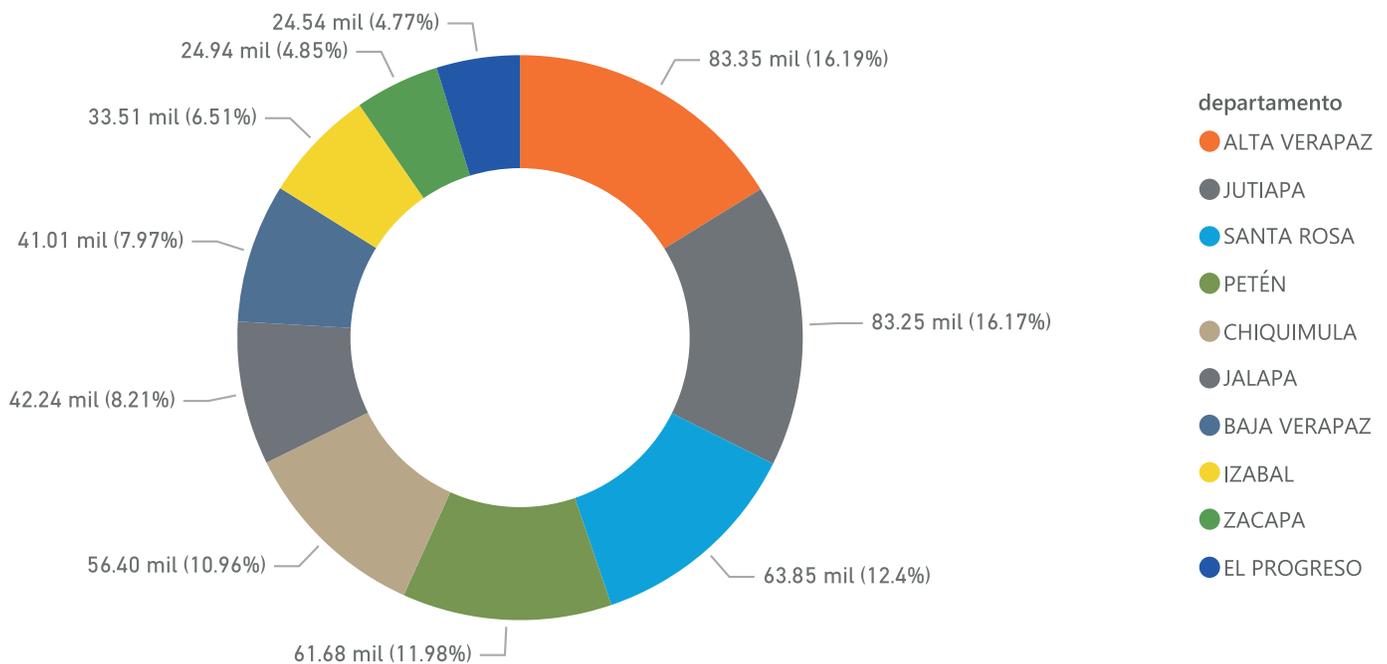
Usuarios beneficiados durante 2020 con Aporte INDE, EEGSA



Usuarios beneficiados durante 2020 con Aporte INDE, DEOCSA



### Usuarios beneficiados durante 2020 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 como 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

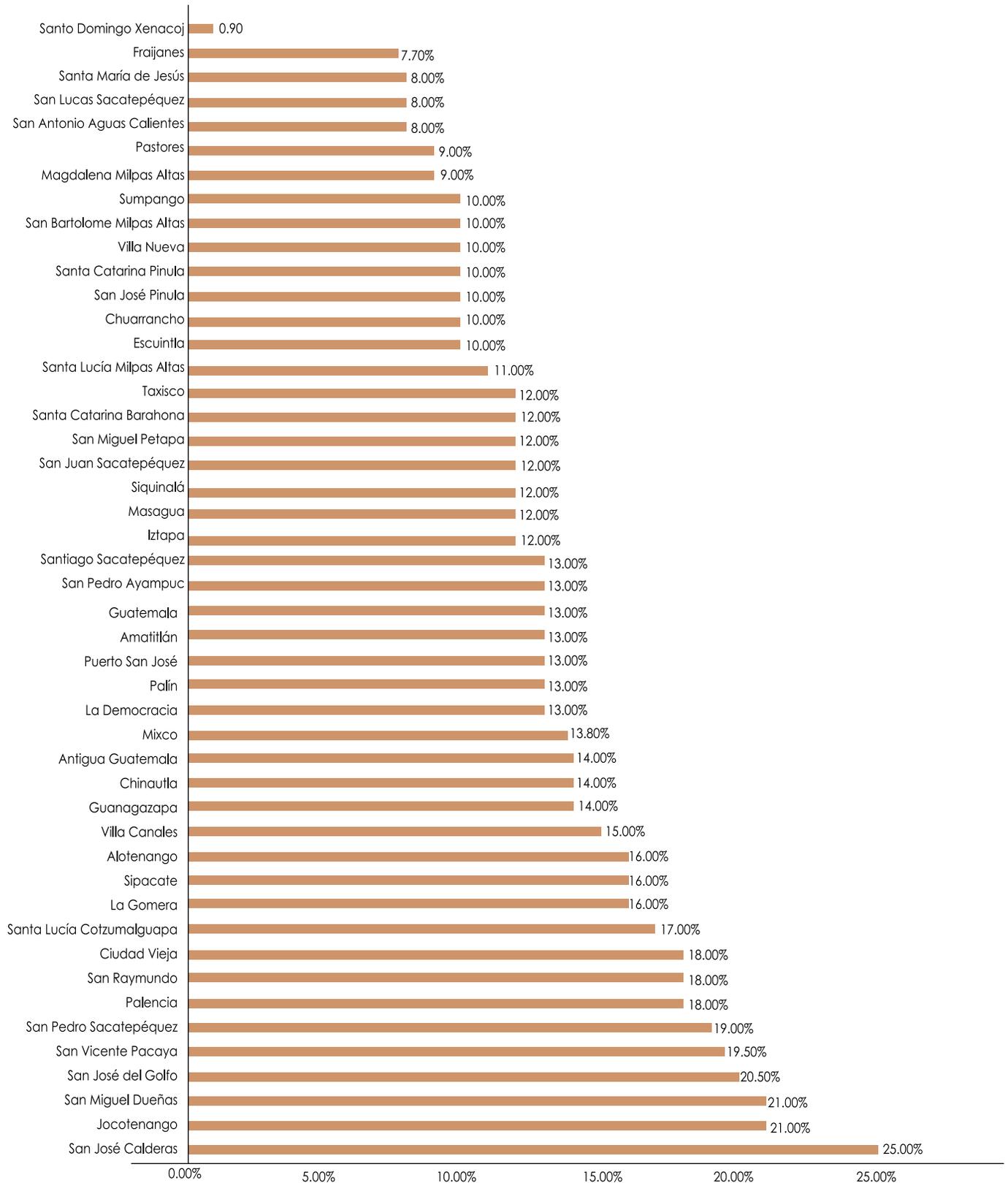
A continuación se exponen algunos conceptos importantes sobre el tema:

- 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 le llega a cada usuario.

## 4.1 Tasas Municipales de Alumbrado Público a nivel República

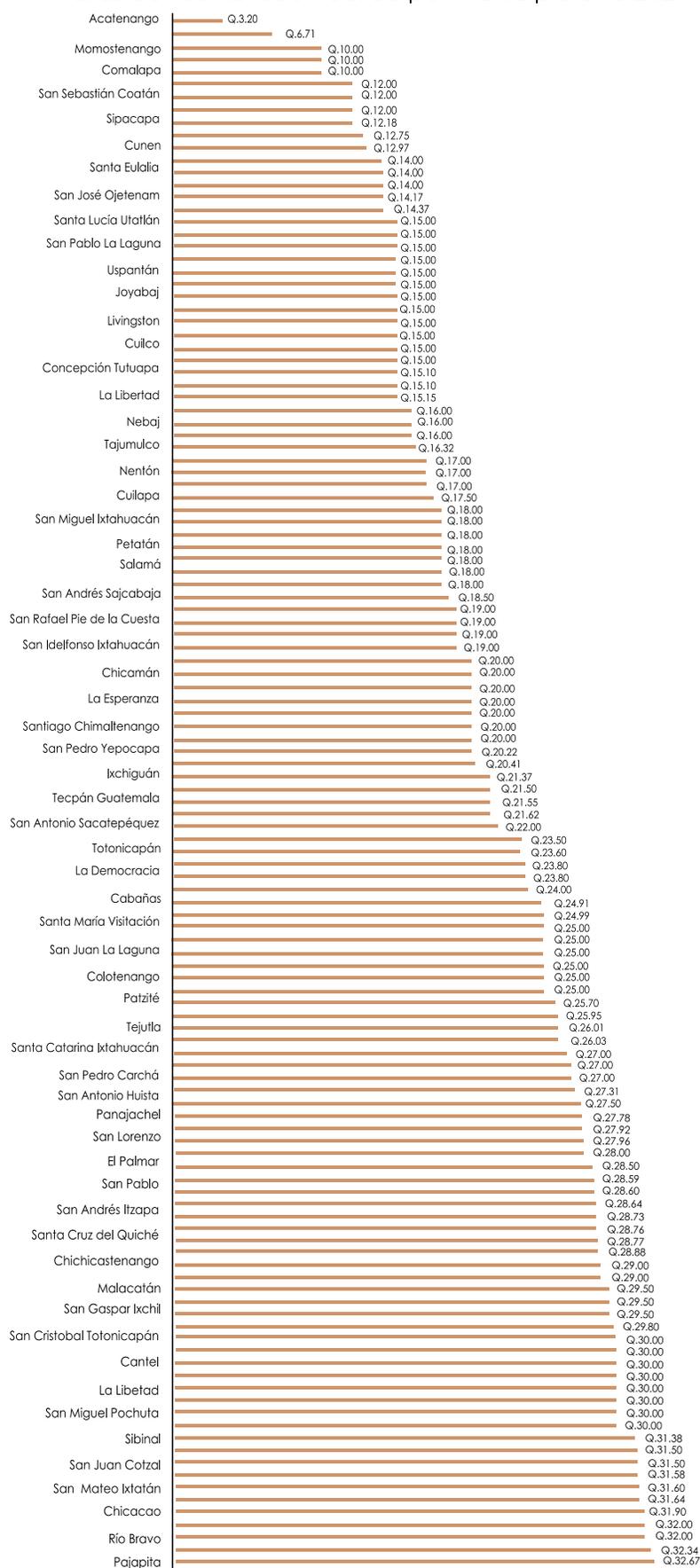
### Zona Central EEGSA

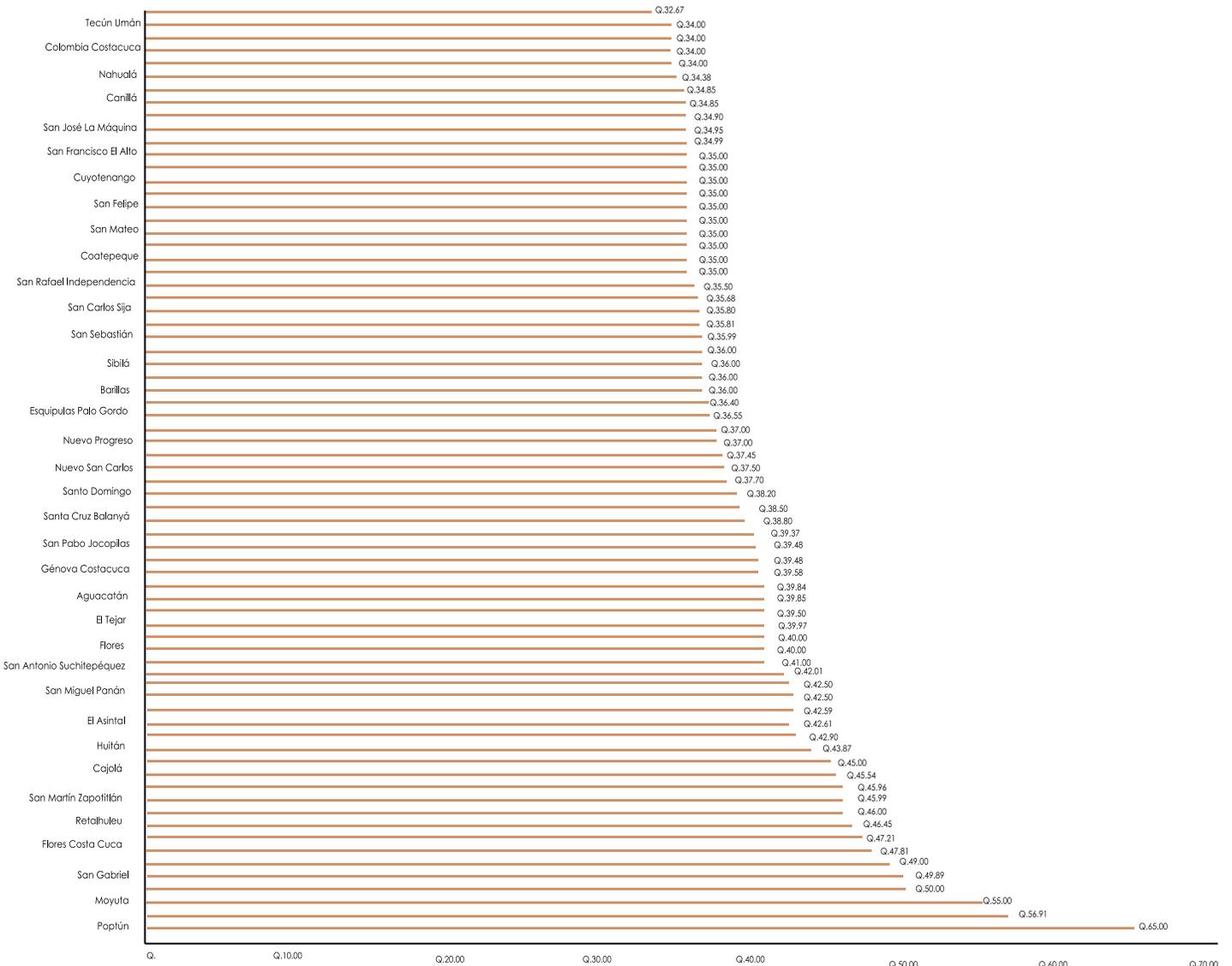
Tasas de Alumbrado Público por municipio año 2020



## Zona Occidente, DEOCSA

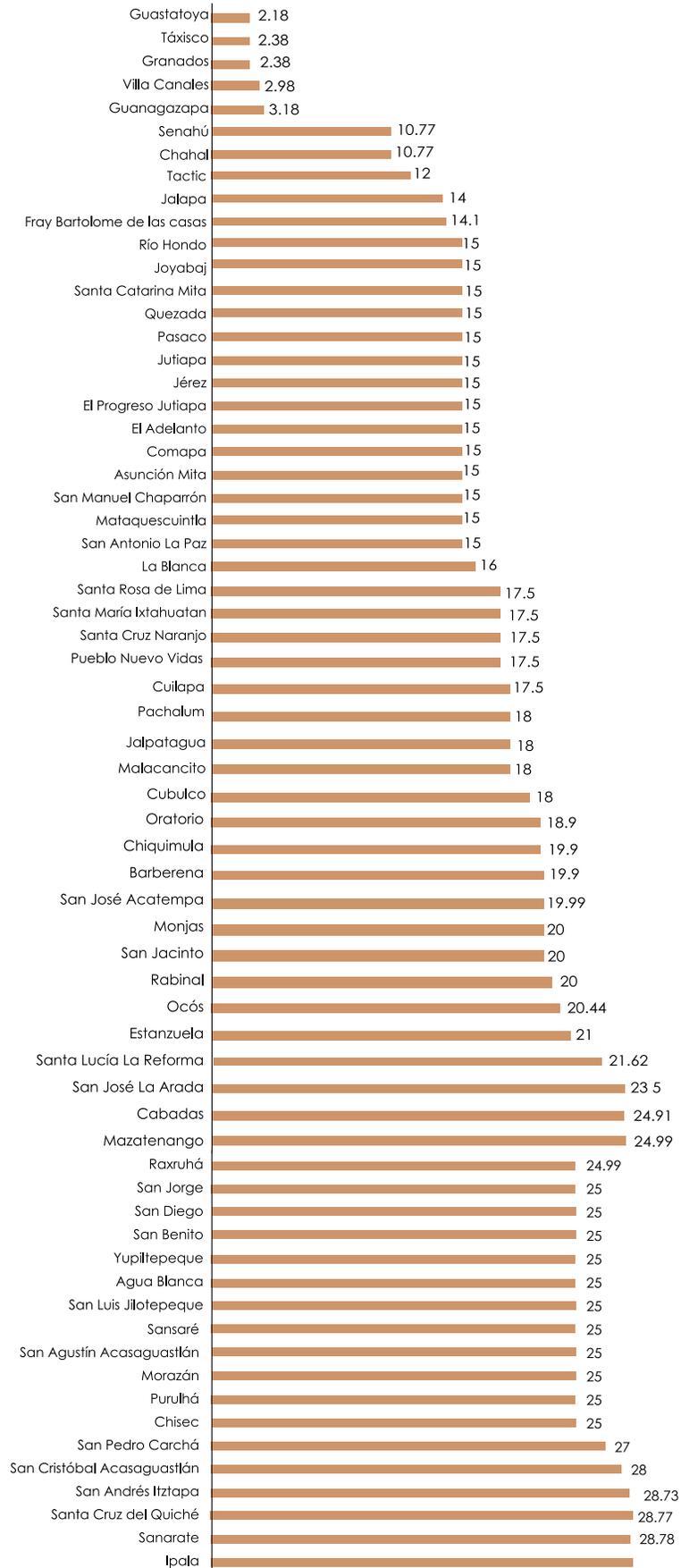
### Tasas de Alumbrado Público por municipio año 2020

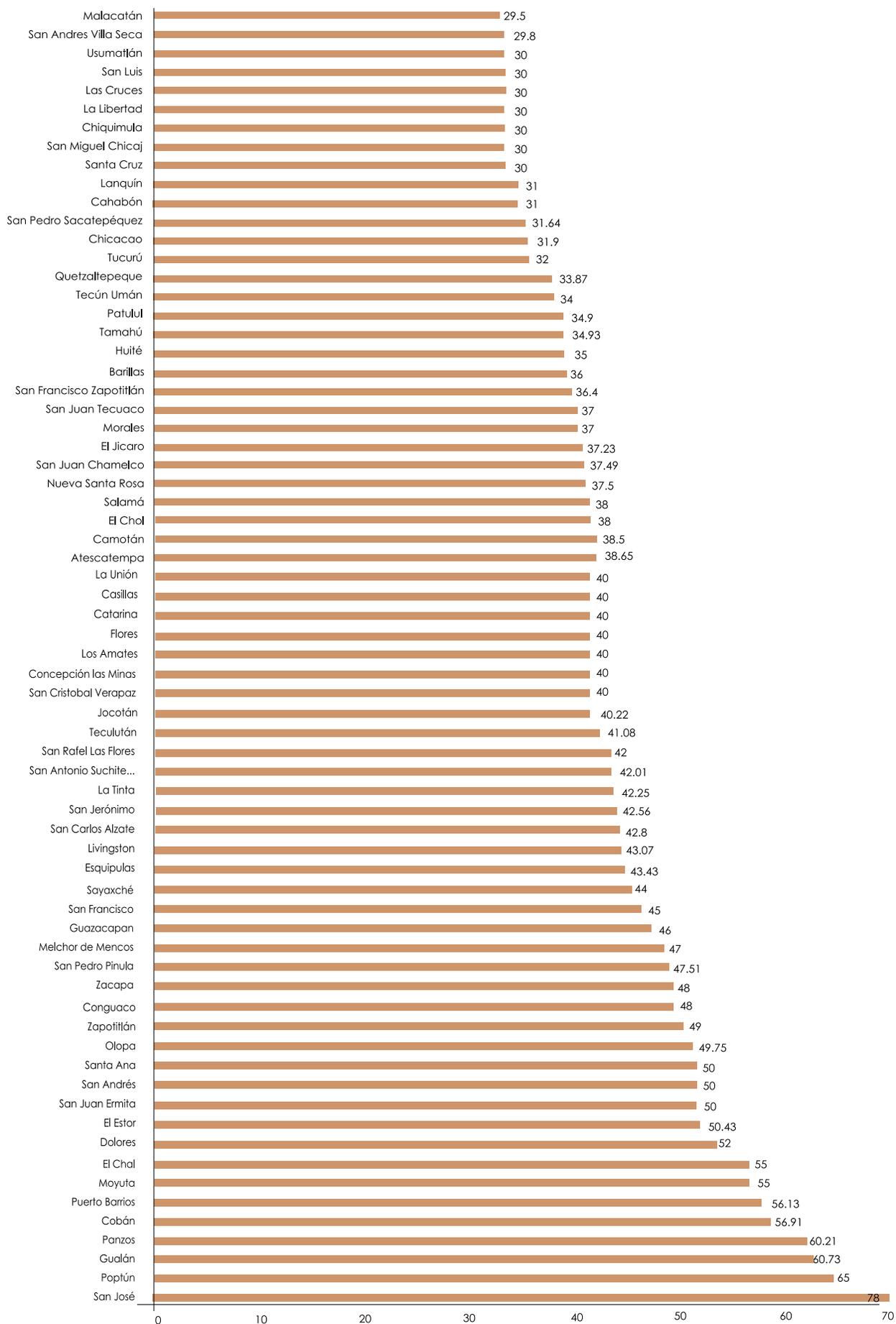




## Zona Occidente, DEOCSA

### Tasa de Alumbrado Público por municipio año 2020





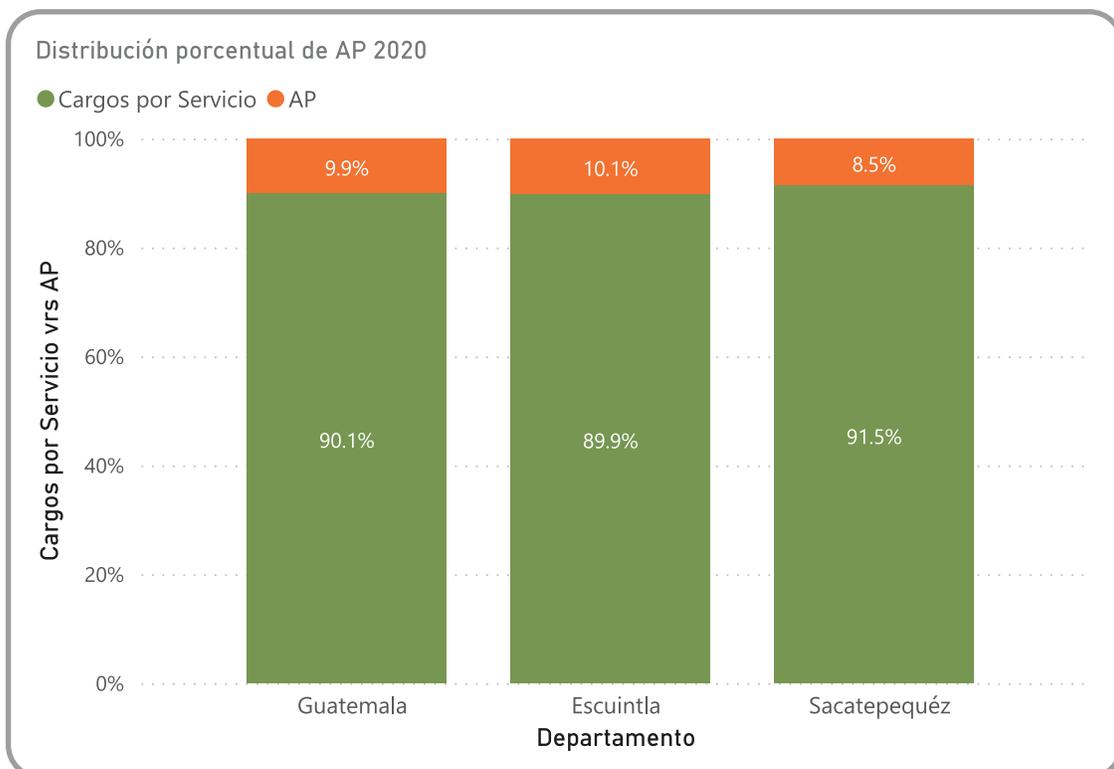
De las anteriores gráficas es posible resaltar lo siguiente:

- 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 28.56 y Q 30.48 respectivamente.
- Las Tasas más altas se observan en la región oriente del país donde los municipios de San José (Q78.00), Poptún (Q65.00) y Gualán (Q60.73) tienen las tasas más altas del país.

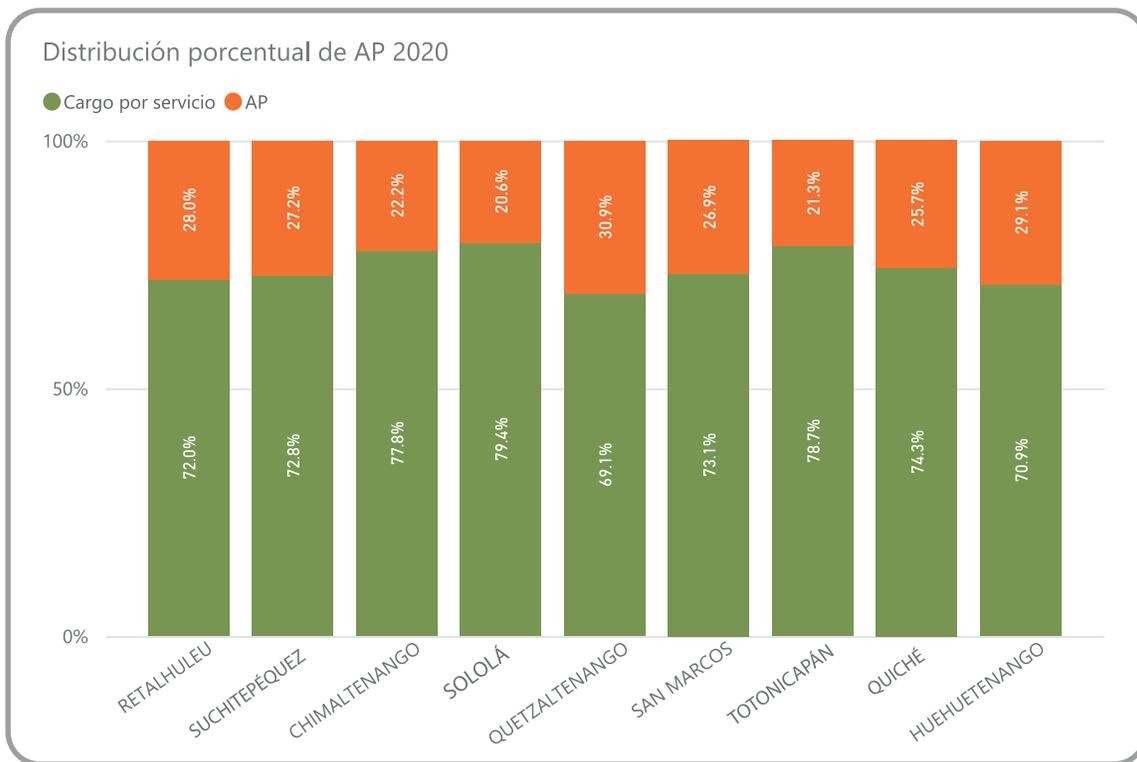
## 4.2. Participación del cobro de AP en la facturación de los usuarios

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).

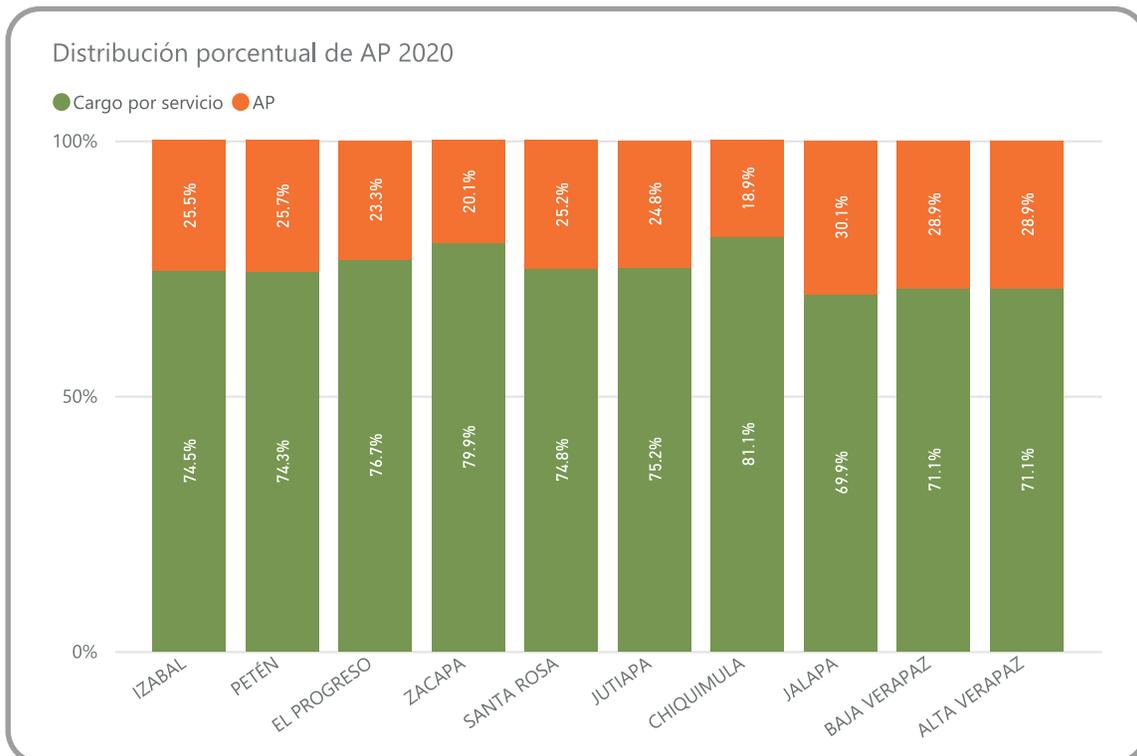
**Distribución porcentual del pago de Alumbrado Publico en Tarifa Social para Zona Central EEGSA**



## Distribución porcentual del pago de Alumbrado Publico en Tarifa Social para Zona Occidente DEOCSA



## Distribución porcentual del pago de Alumbrado Publico en Tarifa Social para Zona Oriente DEORSA



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

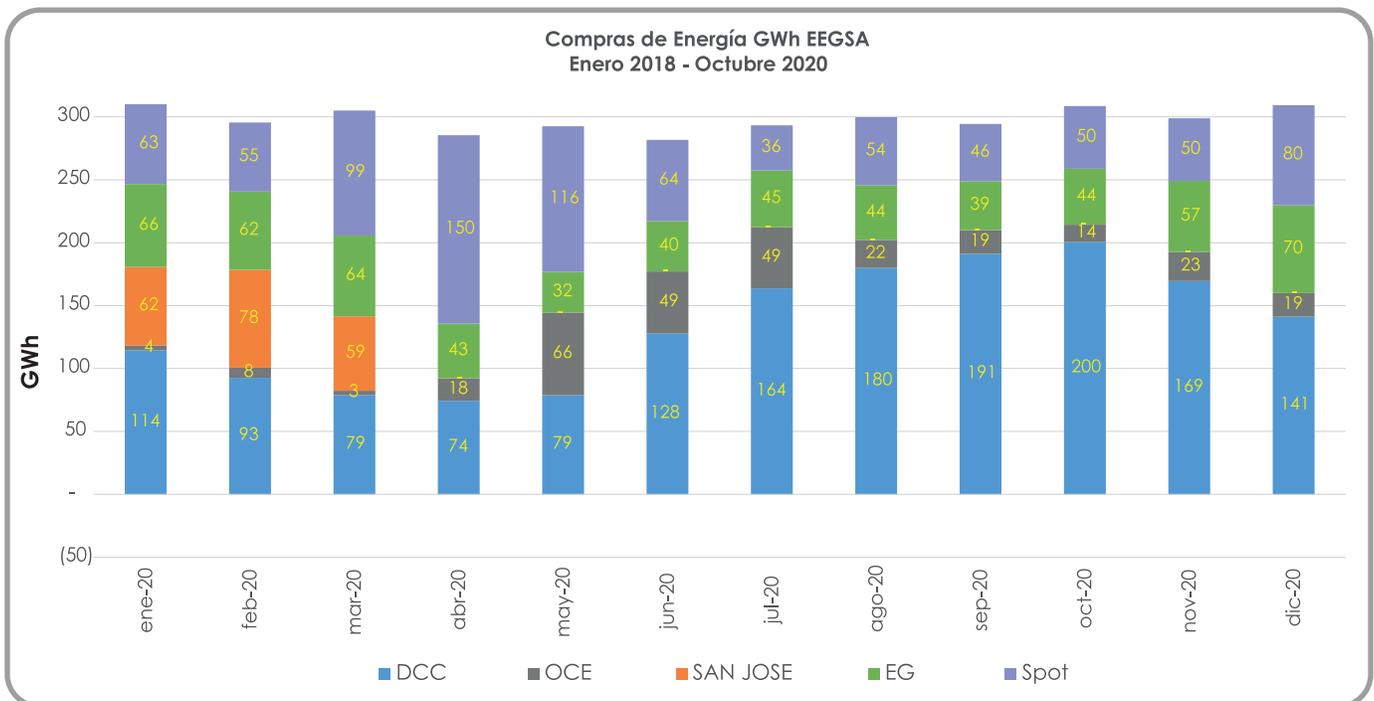
- En la zona central, donde en términos generales las condiciones de vida y nivel de ingresos son superiores al resto del país, la Tasa de Alumbrado Público tiene un impacto menor entre el 7% y 10% del total de la factura que pagan los usuarios de Tarifa Social de esta zona.
- Mientras tanto, en el interior 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.

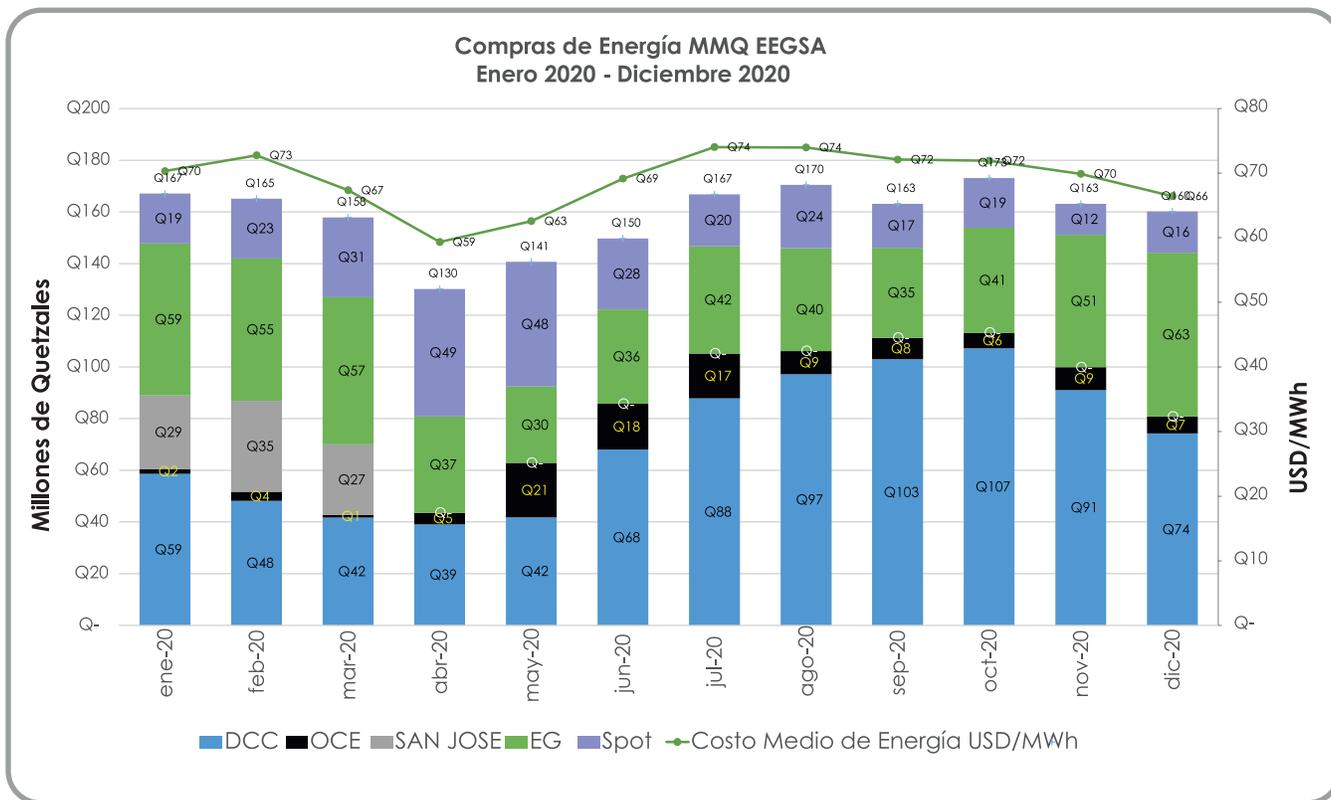
## 5. COSTOS DE GENERACIÓN TRASLADADOS A TARIFAS

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 frecuentes en las tarifas finales. Por ello, 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



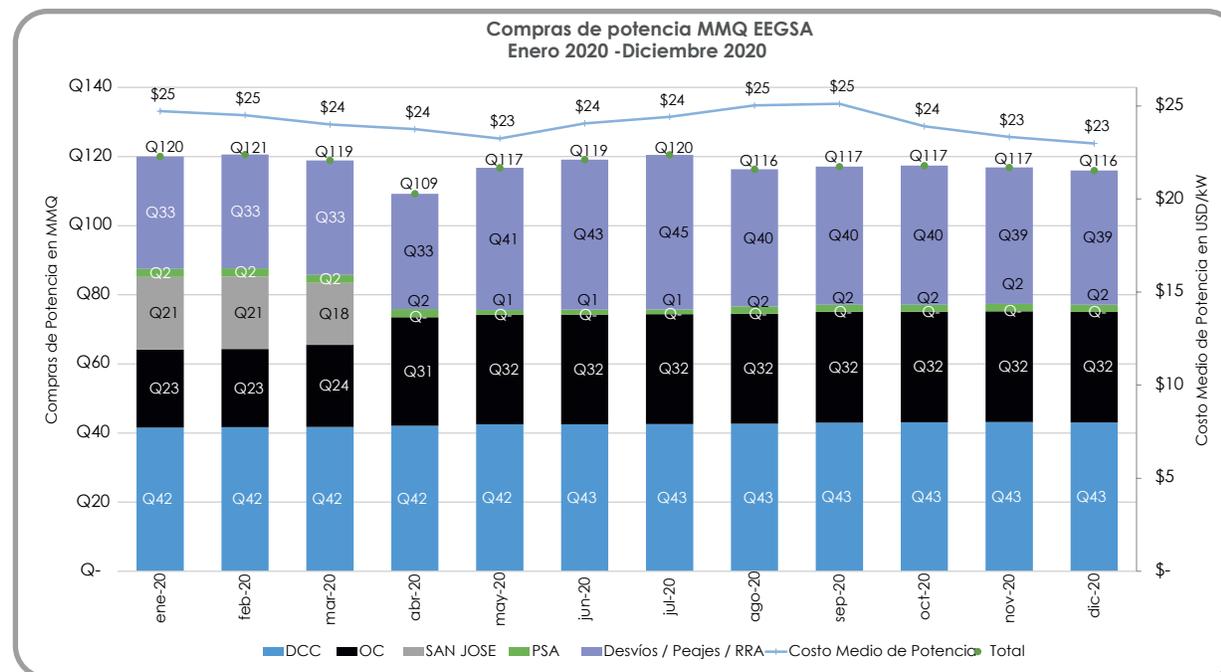
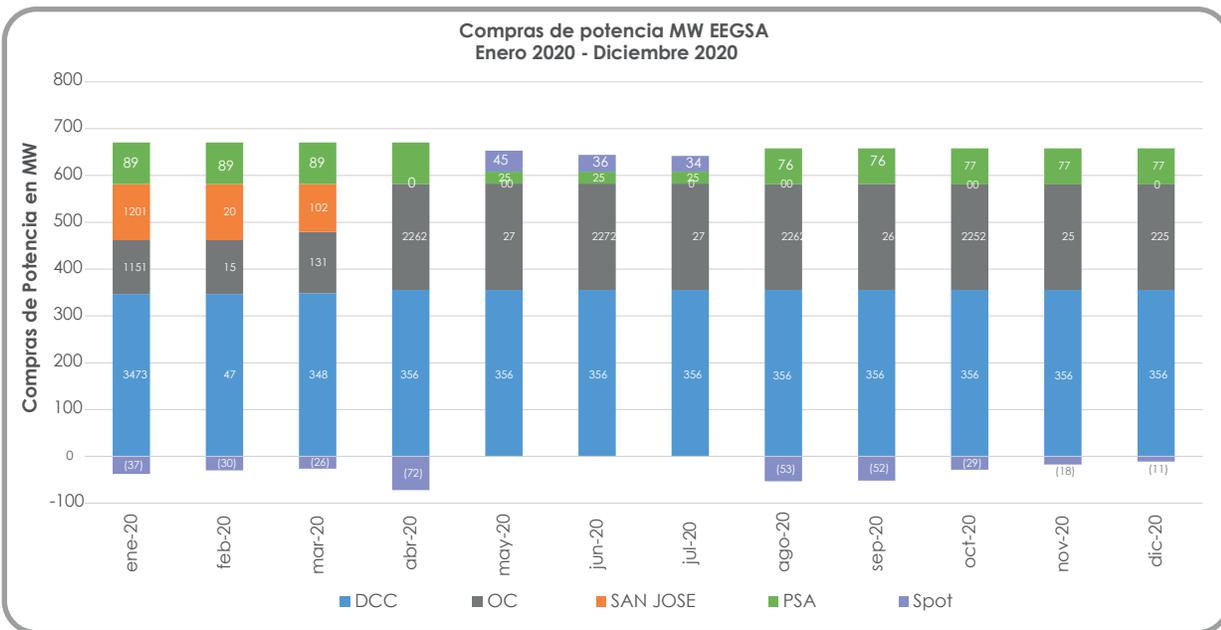


De las anteriores gráficas es posible resaltar lo siguiente:

- Se observa el efecto de la reducción de compras de energía en los meses de abril a julio derivada en parte al cambio de hábitos de consumo por el confinamiento para la contención del Covid-19.
- 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. También 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 compradas se reflejan en los respectivos costos.
- Se destaca la finalización del contrato con San José en el mes de marzo de 2020. Dicho contrato representaba un componente muy significativo de los costos totales para esta distribuidora; derivado de lo anterior, este componente tenía un efecto significativo en los costos de generación totales de EEGSA que fluctuaban en función de las cantidades compradas a este contrato y el precio de su generación (en función del precio del carbón).

- Es importante referir que para cubrir los requerimientos de energía de la distribidora por la terminación del contrato con Energías de San José, S.A., se realizó la licitación de mediano plazo 2020 en la cual fueron adjudicados plantas de generación renovables y no renovables por una cantidad de potencia de 120 MW. Se debe de indicar que los contratos suscritos con los generadores adjudicados en la licitación suscribieron contratos tipo A y tipo C con precios de energía y potencia muy competitivos.

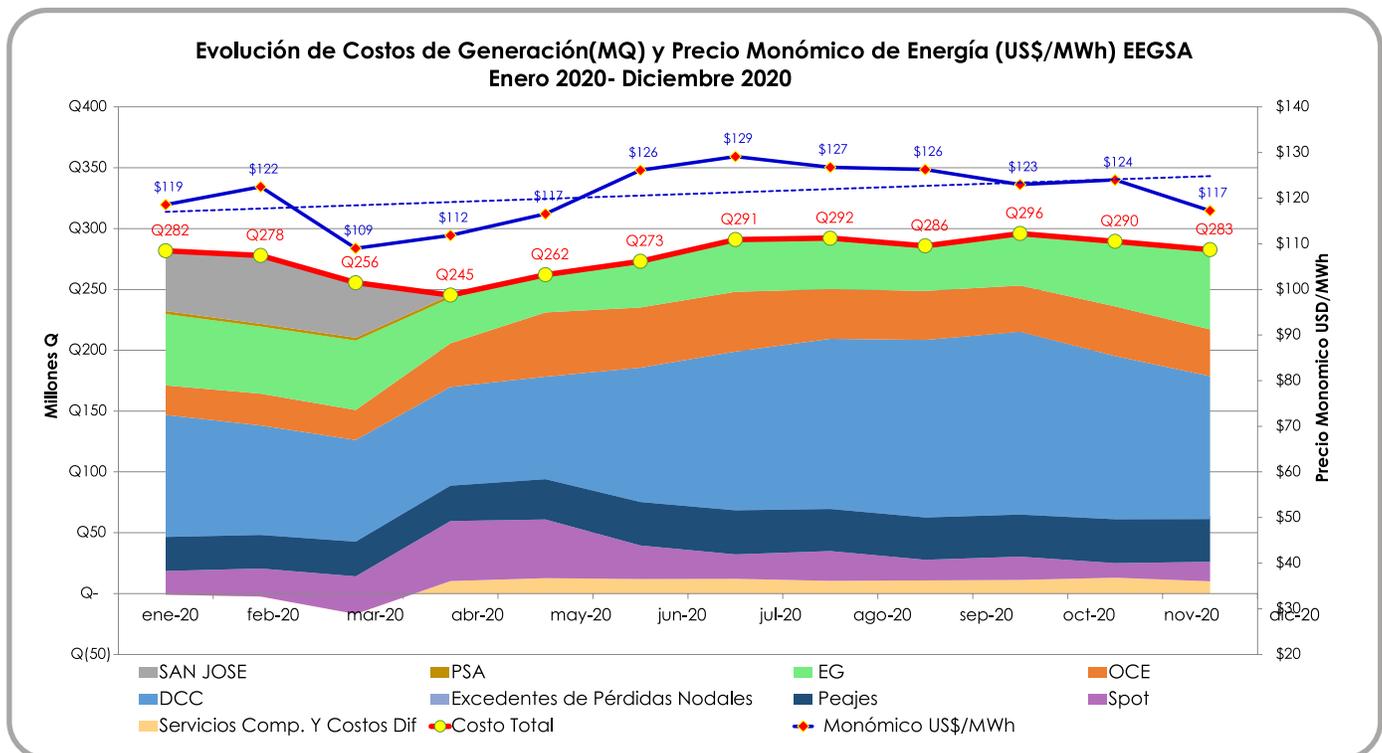
### 5.1.2 Compras de potencia



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 2020 se observaron mayoritariamente 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).
- Asimismo, es importante mencionar que la potencia que era suministrada por el contrato con Energías de San José, S.A. ahora es suministrado por contratos tipo C (opción de compra de energía) y contratos tipo A, los cuales fueron adjudicados en la licitación de mediano Plazo 2020.

### 5.1.3. Consolidado

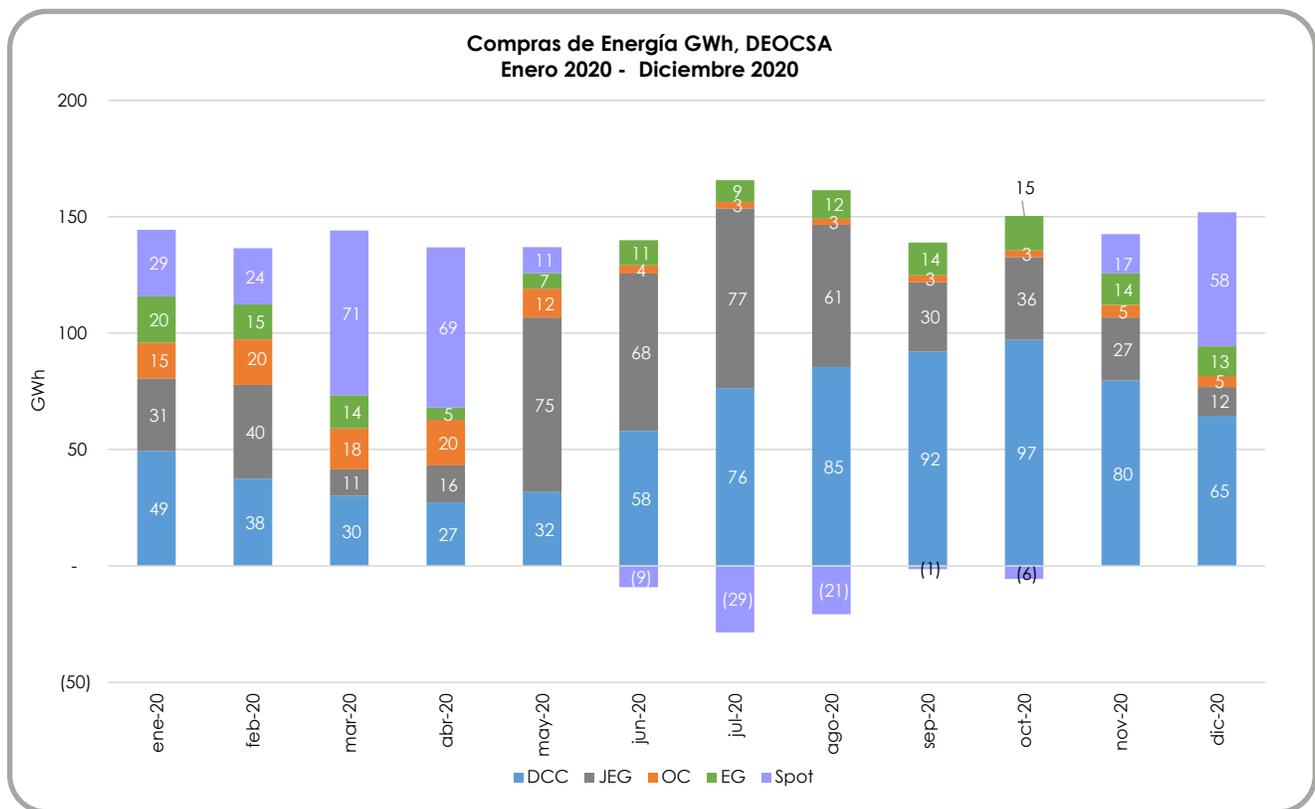


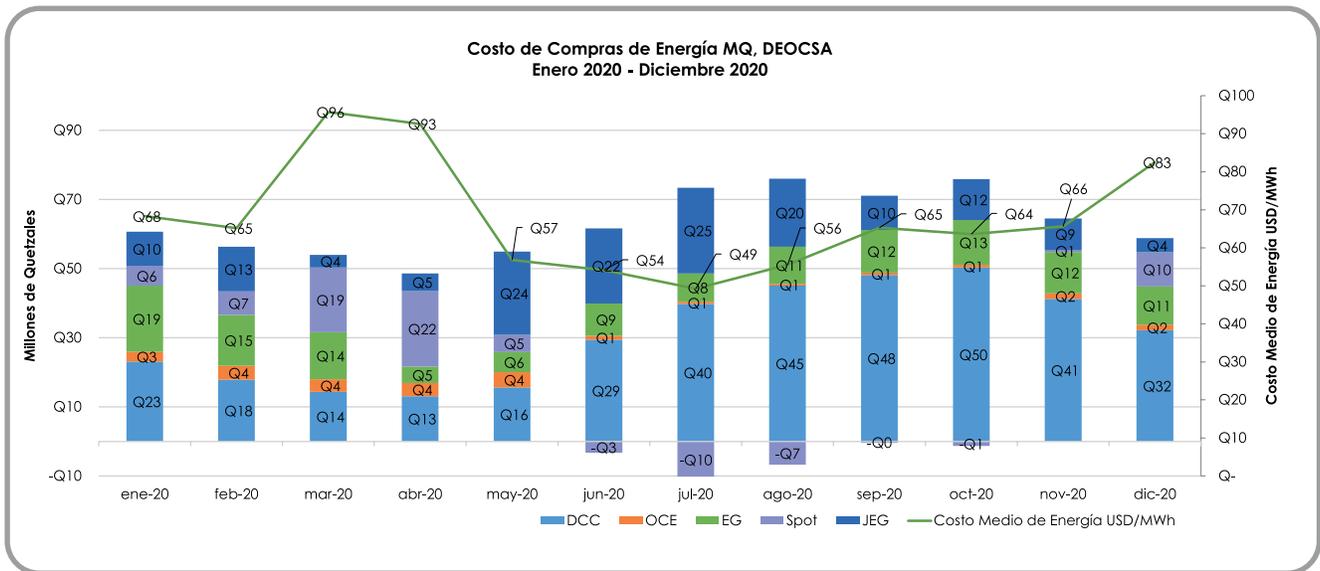
Finalmente, al observar la gráfica que consolida los costos de generación, es posible indicar que:

- Durante el primer semestre del 2020 se observaron niveles de costo con fluctuaciones considerables, pero luego en el segundo semestre dicho costo presentó una leve tendencia a la baja. Esto se explica 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.
- 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 y reducción de los costos de compra al contrato San José.

## 5.2 Costos correspondientes a DEOCSA

### 5.2.1. Compras de energía





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

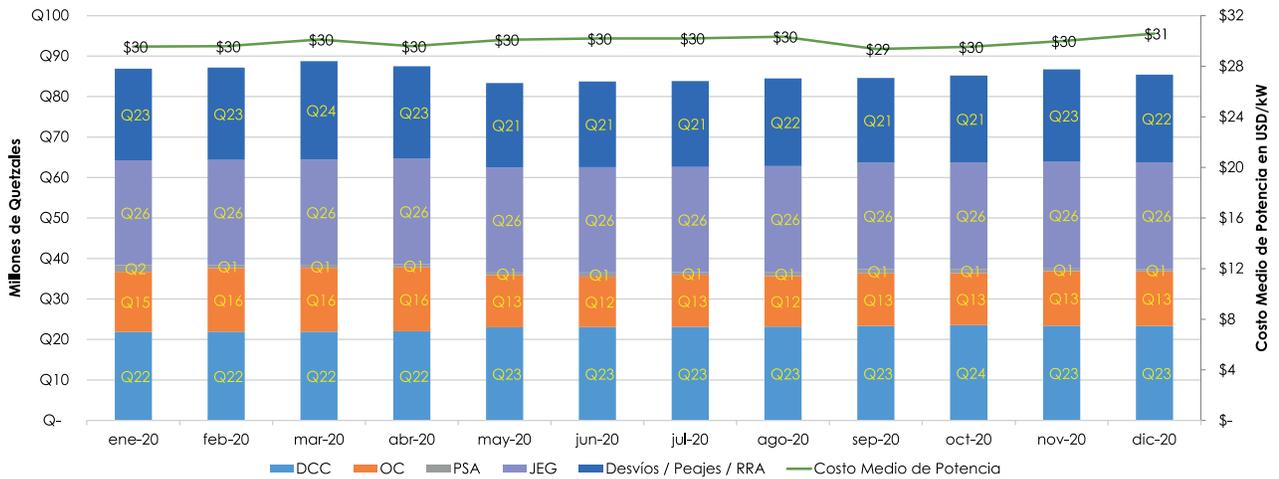
- Para el 2020 se observa la existencia de excedentes de energía que fueron vendidos al mercado Spot durante todo el año. Dichos excedentes alcanzan su mayor nivel en los meses de lluvia, cuando los contratos tipo A debido a la estacionalidad, las centrales contratadas tienen previsto despachar la mayor 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.
- 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) estabilización 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 invierno especialmente por la generación de pequeñas centrales hidráulicas catalogadas como GDR's.
- Se observa el efecto de la reducción de compras de energía en los meses de abril a junio derivada en parte al cambio de hábitos de consumo por el confinamiento para la contención del Covid-19. Este efecto es menor, por ejemplo en EEGSA.

## 5.2.2 Compras de potencia

Compras de Potencia MW, DEOCSA  
Enero 2020 - Diciembre 2020



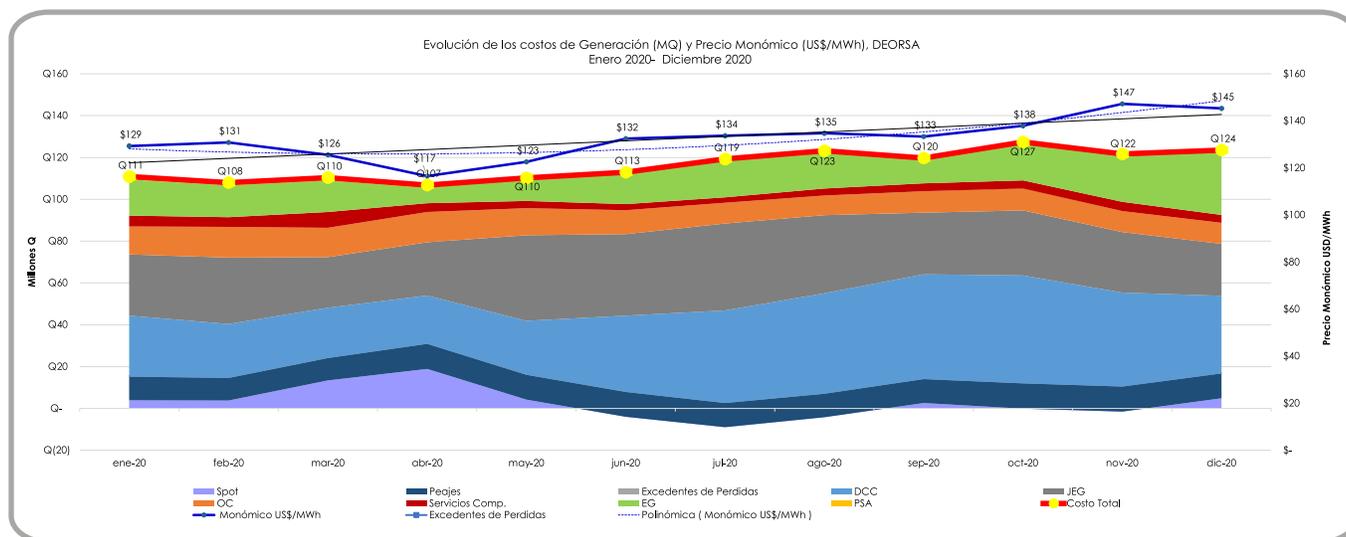
Costo de compras de Potencia MMQ, DEOCSA  
Enero 2020 - Diciembre 2020



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 2020 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.

### 5.2.3 Consolidado



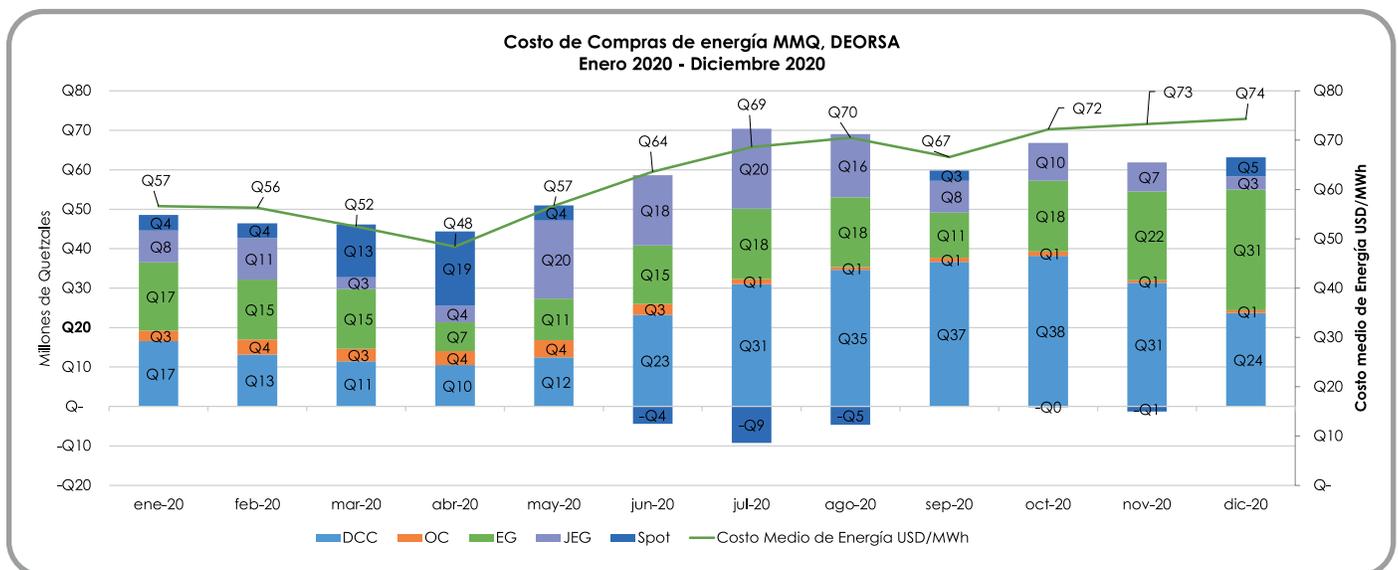
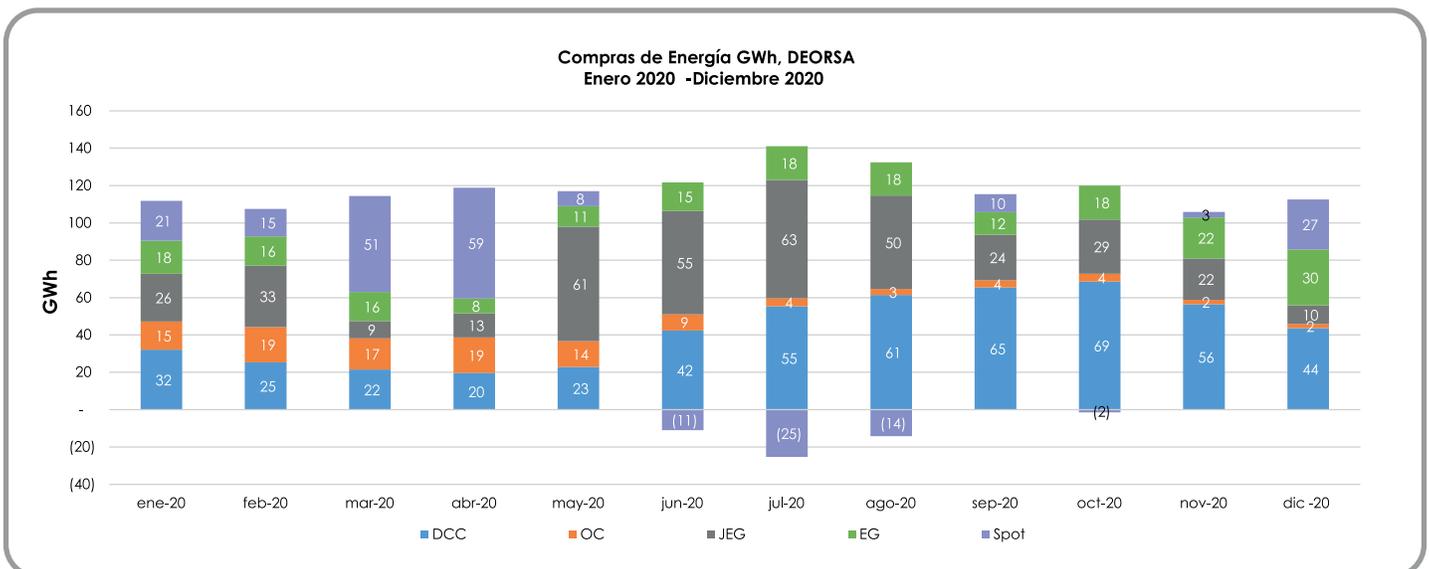
Finalmente, al observar la gráfica que consolida los costos de generación de la Distribuidora es posible indicar que:

- Durante el año 2020 se observaron niveles de costo estabilizados alrededor de los US\$135/MWh con fluctuaciones de magnitud media con ese valor de tendencia para el 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 A, generalmente hídricos.

- En la gráfica se aprecia para este año en particular que los excedentes vendidos al Spot son muy pequeños.
- Al final del año se observa una reducción en los costos de generación, lo cual deriva en términos generales de:
  - La compra de energía al Spot, como resultado de la reducción de la curva de los contratos DCC y la reducción de precio Spot.
  - Los costos de los contratos de Energía Generada tienen una participación menor con respecto a años anteriores.

### 5.3 Costos correspondientes a DEORSA

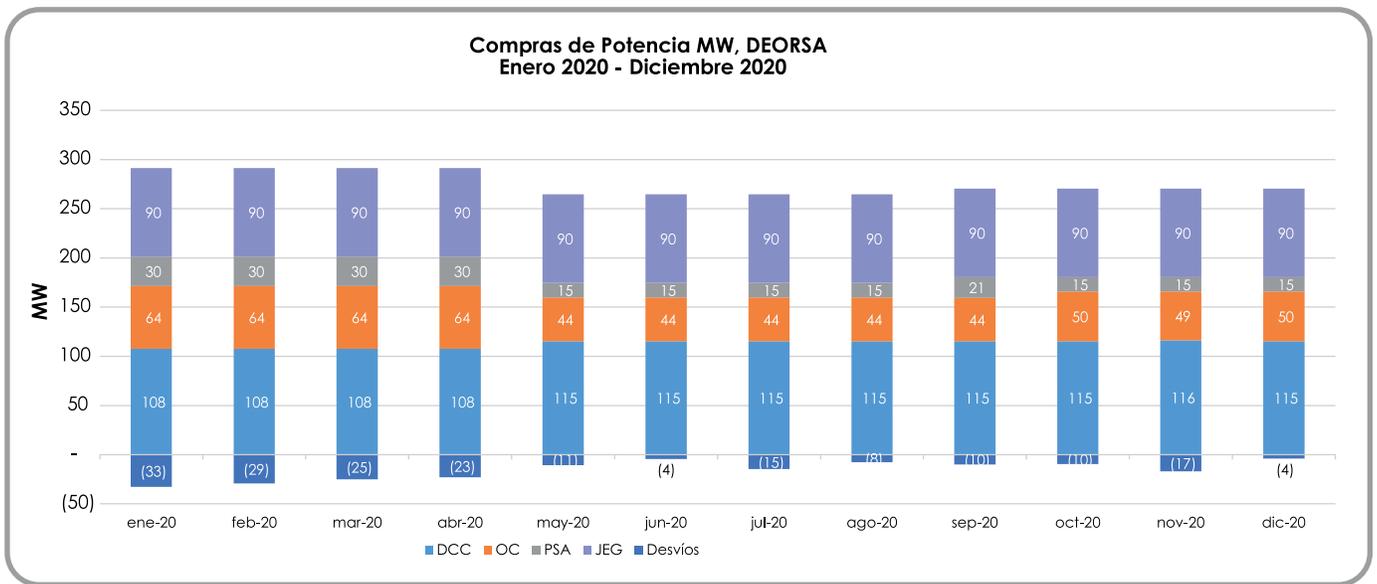
#### 5.3.1 Compras de energía

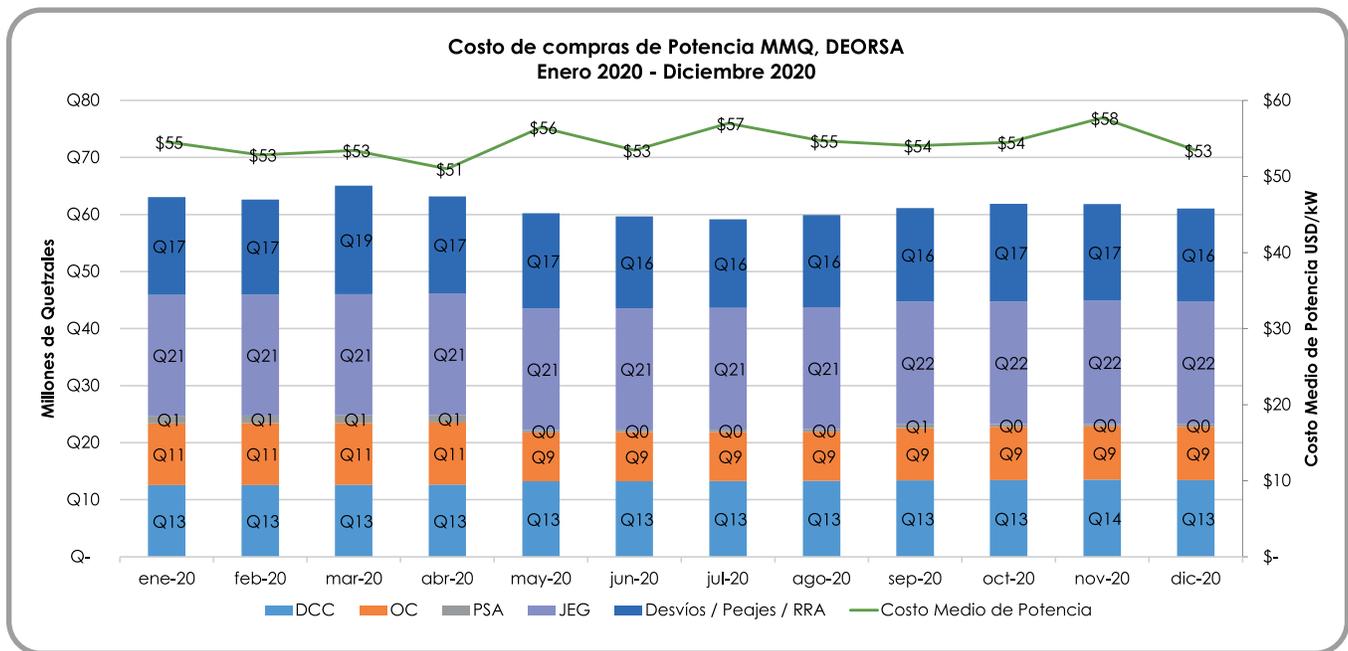


Con vista en las anteriores gráficas es posible indicar lo siguiente:

- DEORSA, al igual que DEOCSA, durante el 2020 mostró una relevante cantidad de excedentes de energía vendidos al mercado Spot durante los meses de junio, julio y agosto que son los meses de lluvia, cuando los contratos tipo A tienen niveles altos 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 estabilización 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.
- Se observa el efecto de la reducción de compras de energía en los meses de abril a junio, derivada en parte del cambio de hábitos de consumo por el confinamiento para la contención del Covid-19. Este efecto es menor por ejemplo en EEGSA.

### 5.3.2. Compras de potencia

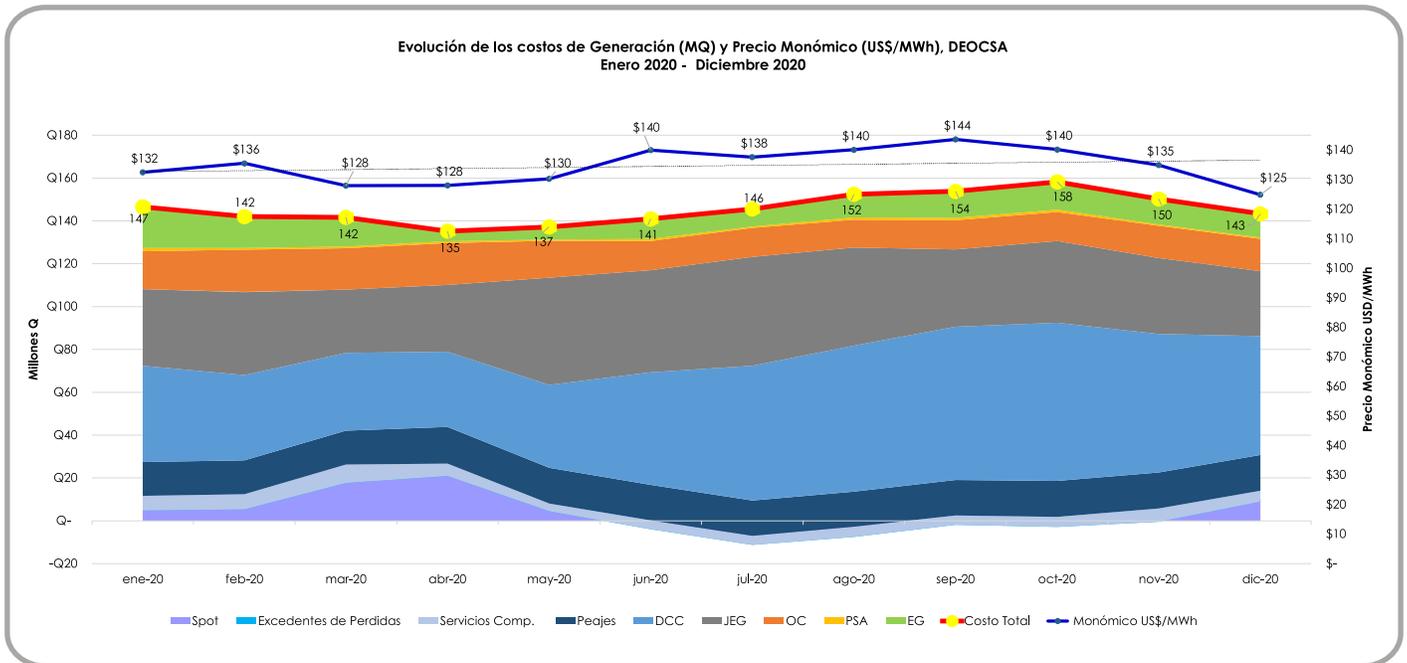




Respecto de las gráficas de compras de potencia y sus costos asociados para DEORSA, es posible indicar que:

- 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 2020 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 2020 se observaron niveles de costo estabilizados alrededor de los US\$135/MWh con fluctuaciones considerables a través 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 A, generalmente hídricos.
- En la gráfica se aprecia como en la época lluviosa la entrada de los contratos tipo A, aunada a la generación del contrato Jaguar Energy, ocasionan la aparición de excedentes que son vendidos al Spot. En DEORSA estos excedentes ocurrieron durante un trimestre de costos 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 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 EEM's y sus costos de generación:

Empresa	Usuarios y Energía Facturada			Costos de Generación		
	Cantidad de Usuarios	Demanda Firme 2020 [MW]	Facturación Media de Energía al Mes [MWh]	Precio de Suministro de Potencia [USD/kW-Mes]	Precio de Suministro de Energía [USD/kWh]	Suministro
EEM Jalapa TNS	1,042	7.52	2,500	8.9	0.10	INDE
EEM Jalapa TS	14,790			7.9	0.08	INDE
EEM San Pedro Pinula TNS	76	0.49	196	8.9	0.11	INDE
EEM San Pedro Pinula TS	1,478			7.9	0.08	INDE
EEM Guastatoya TNS	905	5.77	1,890	8.9	0.11	INDE
EEM Guastatoya TS	9,256			7.9	0.09	INDE
EEM Retalhuleu TNS	1,580	9.50	3,279	8.9	0.11	INDE
EEM Retalhuleu TS	14,924			7.9	0.09	INDE
EEM San Marcos TNS	587	4.81	1,615	8.9	0.11	INDE
EEM San Marcos TS	10,965			7.9	0.09	INDE
EEM San Pedro Sacatepéquez TNS	790	6.84	2,310	8.9	0.10	INDE
EEM San Pedro Sacatepéquez TS	16,778			7.9	0.08	INDE
EEM Joyabaj TNS	300	3.98	986	8.9	0.11	INDE
EEM Joyabaj TS	16,066			7.9	0.09	INDE
EEM Santa Eulalia TNS	159	0.97	224	8.9	0.11	INDE
EEM Santa Eulalia TS	5,141			7.9	0.07	INDE
EE Patulul TNS	26	0.12	52	7.42	0.06	INDE
EE Patulul TS	612			7.42	0.06	INDE
EEM Huehuetenango TNS	12,753	25.31	8,298	8.9	0.11	INDE
EEM Huehuetenango TS	20,413			7.9	0.08	INDE
EEM Quetzaltenango TNS	8,783	47.35	18,149	7.5	0.04	INDE
EEM Quetzaltenango TS	47,573			6.5	0.03	INDE
EEM Gualán TNS	622	3.63	1,328	8.9	0.11	INDE
EEM Gualán TS	6,903			7.9	0.09	INDE
EEM Ixcán TNS	347	1.66	629	8.9	0.11	INDE
EEM Ixcán TS	5,002			7.9	0.09	INDE
EEM Puerto Barrios TNS	3,476	17.09	5,784	8.9	0.11	INDE
EEM Puerto Barrios TS	22,823			7.9	0.09	INDE
EEM Zacapa TNS	2,316	12.32	4,639	8.9	0.12	INDE
EEM Zacapa TS	17,748			7.9	0.10	INDE
EEM Tacaná TNS	45	0.14	68	9.9	0.11	DEOCSA
EEM Tacaná TS	1,089			7.9	0.09	DEOCSA



# CNEE

Comisión  
Nacional de  
Energía Eléctrica

# 2021

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

