



# Tarifas

# Eléctricas

Comparación de tarifas de distribución de la energía eléctrica

---

**JOSÉ STELLA**

# Tarifas Eléctricas

Comparación de tarifas de distribución de la energía eléctrica

Stella, Jose

Tarifas eléctricas: comparación de tarifas de distribución de la energía eléctrica /  
Jose Stella; ilustrado por Jose Stella. - 1a ed. - Santa Fe: Stella, Jose, 2019.  
Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online  
ISBN 978-987-86-3261-2

1. Electricidad. 2. Costos. 3. Distribución de Energía. I. Título.  
CDD 354.49



Esta obra se distribuye bajo una Licencia Creative Commons BY Attribution 4.0 International.  
<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Es Ingeniero Electricista de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Regional Santa Fe (1990), Magister en Administración de Empresas (UCC) (2000) y Doctorando en Administración de Empresas en la Universidad Católica Argentina (UCA).

Es gestor energético.

Es profesor ordinario asociado con dedicación exclusiva en la Universidad Tecnológica Nacional, dictando distintas cátedras de grado y posgrado en las Facultades Regionales de Santa Fe, Rosario y Buenos Aires.

Es investigador categorizado en UTN y en Universidades Nacionales, dirigiendo proyectos y participando con presentaciones de trabajos y expositor en distintos congresos nacionales e internacionales.

Integra el equipo de Diseño y Desarrollo Curricular de Tecnicaturas de Nivel Superior del Ministerio de Educación de la Provincia de Santa Fe.

Autor de los libros:

- ✓ (2016) *Administración para Ingenieros*. ISBN 978-987-711-489-8 (impreso)
- ✓ (2018) *Administración para Ingenieros*. ISBN 978-987-761-550-0 (digital)
- ✓ (2019) *Eficiencia energética en la industria*. ISBN 978-987-761-550-0 (digital)

Coautor de los libros:

- ✓ (2019), *Diseño y desarrollo curricular de tecnicaturas superiores: una experiencia santafesina*. ISBN 978-987-87-0350-3 (impreso)
- ✓ (2019), *Diseño y desarrollo curricular de tecnicaturas superiores: una experiencia santafesina*. ISBN 978-987-87-0332-9 (digital)

Reside en la ciudad de Santa Fe, Argentina.

---

# JOSÉ STELLA

# Índice

---

<b>Introducción.....</b>	<b>7</b>
<b>Capítulo 1: Entendiendo los costos de electricidad.....</b>	<b>11</b>
1. Conceptos introductorios. Potencia, energía y curva de carga diaria .....	12
2. La cadena de valor eléctrica .....	13
3. El Mercado Eléctrico Mayorista en Argentina y su regulación .....	14
4. Los precios en el Mercado Eléctrico Mayorista .....	16
5. Los precios mayoristas que pagan los distribuidores de energía eléctrica .....	18
6. Los precios minoristas. El valor agregado de distribución (VAD).....	21
7. Los costos de distribución en la provincia de Entre Ríos.....	22
8. Cálculo de los cuadros tarifarios en la provincia de Entre Ríos.....	23
9. Régimen tarifario en la provincia de Entre Ríos .....	24
10. Los impuestos a la energía eléctrica .....	25
11. Ejemplo de facturación del consumo eléctrico .....	28
12. Conclusiones.....	30
<b>Capítulo 2 Análisis comparativo de tarifas de electricidad .....</b>	<b>31</b>
1. Los incrementos de la electricidad en febrero 2019 .....	32
2. Comparativa de tarifas residenciales .....	35
Metodología .....	35
Fuente de información .....	35
3. Comparativa de tarifas comerciales .....	45
Metodología .....	45
Fuente de información .....	45
4. Comparativa de tarifas industriales.....	55
Metodología .....	55
Fuente de información .....	55
5. Comparativa de tarifas grandes clientes.....	64
Metodología .....	64
Fuente de información .....	65
<b>Anexo. Cuadros tarifarios .....</b>	<b>74</b>
Tarifas residenciales.....	75
Tarifas comerciales .....	76
Tarifas industriales.....	77
Tarifas grandes demandas .....	78
<b>Bibliografía.....</b>	<b>82</b>

## Figuras

Figura 1: Curva de carga diaria .....	13
Figura 2: Cadena de valor de la electricidad .....	13
Figura 3: Los precios mayoristas de electricidad.....	19
Figura 4: Distintos componentes del precio monómico medio. Fuente: CAMMESA .....	20
Figura 5: Costos de abastecimiento y valor agregado de distribución .....	21
Figura 6: Componente impositivo en la cadena de valor de electricidad .....	26
Figura 7: Detalle de importes para un consumo eléctrico residencial de 300 kWh .....	29
Figura 8: Importes monómicos con y sin impuestos para distintos consumos de un usuario residencial .....	30
Figura 9: Esquema de comparación de tarifas de grandes clientes en baja y media tensión.....	64

## Tablas

Tabla 1: Evolución de los costos de generación y transporte.....	17
Tabla 2: Precio monómico y precio monómico estacional .....	18
Tabla 3: Evolución de los precios para los distintos grupos de consumidores .....	19
Tabla 4: Componentes del precio mayorista de electricidad para distribuidores vigentes hasta enero 2019.....	20
Tabla 5: Composición del precio minorista de electricidad .....	22
Tabla 6: Régimen tarifario de ENERSA .....	24
Tabla 7: Gravámenes que se aplican al consumo final de electricidad .....	27
Tabla 8: Fondo desarrollo energético .....	28
Tabla 9: Tarifa para pequeñas demandas de uso residencial.....	28
Tabla 10: Precios de referencia de la potencia, precio estabilizado de la energía y precio estabilizado para el transporte. Vigencia febrero - abril 2019.....	32
Tabla 11: Comparativa de tarifas residenciales para distintos consumos (sin imp., feb 2019).....	37
Tabla 12: Comparativa de tarifas residenciales para distintos consumos (con imp., feb 2019).....	38
Tabla 13: Comparativa de la carga impositiva total en tarifas residenciales para distintos consumos.....	39
Tabla 14: Comparativa del costo monómico de tarifas residenciales para distintos consumos (sin imp., feb 2019).....	40
Tabla 15: Comparativa del costo monómico de tarifas residenciales para distintos consumos (con imp., feb 2019) .....	41
Tabla 16: Comparativa de distintos conceptos facturados tarifa residencial, consumo 300 kWh (feb. 2019) .....	42

Tabla 17: Comparativa de la distribución porcentual de distintos conceptos facturados tarifa residencial, consumo 300 kWh (feb. 2019) .....	43
Tabla 18: Comparativa de tarifas comerciales para distintos consumos (sin imp., feb 2019) .....	47
Tabla 19: Comparativa de tarifas comerciales para distintos consumos (con imp., feb 2019) .....	48
Tabla 20: Comparativa de la carga impositiva total en tarifas comerciales para distintos consumos .....	49
Tabla 21: Comparativa del costo monómico de tarifas comerciales para distintos consumos (sin imp., feb 2019) .....	50
Tabla 22: Comparativa del costo monómico de tarifas comerciales para distintos consumos (con imp., feb 2019) .....	51
Tabla 23: Comparativa de distintos conceptos facturados tarifa comercial, consumo 2.000 kWh (feb. 2019) .....	52
Tabla 24: Comparativa de la distribución porcentual de distintos conceptos facturados tarifa comercial, consumo 2.000 kWh (feb. 2019) .....	53
Tabla 25: Comparativa de tarifas industriales para distintos consumos (sin imp., feb 2019) .....	56
Tabla 26: Comparativa de tarifas industriales para distintos consumos (con imp., feb 2019) .....	57
Tabla 27: Comparativa de la carga impositiva total en tarifas industriales para distintos consumos .....	58
Tabla 28: Comparativa del costo monómico de tarifas industriales para distintos consumos (sin imp., feb 2019) .....	59
Tabla 29: Comparativa del costo monómico de tarifas industriales para distintos consumos (con imp., feb 2019) .....	60
Tabla 30: Comparativa de distintos conceptos facturados tarifa industrial, consumo 2.000 kWh (feb. 2019) .....	61
Tabla 31: Comparativa de la distribución porcentual de distintos conceptos facturados tarifa comercial, consumo 2.000 kWh (feb. 2019) .....	62
Tabla 32: Comparativa de tarifas de grandes clientes para distintos consumos de potencia y energía (sin imp., feb 2019) .....	67
Tabla 33: Comparativa de tarifas de grandes clientes para distintos consumos de potencia y energía (con imp., feb 2019) .....	68
Tabla 34: Comparativa de la carga impositiva total en tarifas de grandes clientes para distintos consumos de potencia y energía (feb. 2019) .....	69
Tabla 35: Comparativa del costo monómico de tarifas de grandes clientes para distintos consumos de potencia y energía (sin imp., feb 2019) .....	70
Tabla 36: Comparativa del costo monómico de tarifas de grandes clientes para distintos consumos de potencia y energía (con imp., feb 2019) .....	71
Tabla 37: Comparativa de distintos conceptos facturados para una tarifa de gran cliente conectado en baja tensión con demanda de 60 kW y consumo de 21.400 kWh (feb. 2019) .....	72

Tabla 38: Comparativa de la distribución porcentual de distintos conceptos facturados para una tarifa de gran cliente conectado en baja tensión con demanda de 60 kW y consumo de 21.400 kWh (feb. 2019).....	73
Tabla 39: Cuadros tarifarios para usuarios residenciales de ENERSA, EPESF, DPEC y EPEC (ene y feb 2019).....	75
Tabla 40: Cuadros tarifarios para usuarios comerciales de ENERSA, EPESF, DPEC y EPEC (ene y feb 2019).....	76
Tabla 41: Cuadros tarifarios para usuarios residenciales de ENERSA, EPESF, DPEC y EPEC (ene y feb 2019).....	77
Tabla 42: Cuadros tarifarios para grandes demandas de ENERSA (ene y feb 2019)....	78
Tabla 43: Cuadros tarifarios para usuarios residenciales de EPESF (ene y feb 2019)...	79
Tabla 44: Cuadros tarifarios para usuarios residenciales de DPEC (ene y feb 2019)....	80
Tabla 45: Cuadros tarifarios para usuarios residenciales de EPEC (ene y feb 2019) ....	81



# Introducción

---

## Introducción

---

En el presente libro se compilan los resultados de analizar y comparar las distintas tarifas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad de las provincias de Entre Ríos, Santa Fe, Corrientes y Córdoba para el mes de febrero de 2019.

Esta iniciativa surgió como una preocupación del **Consejo Empresario de Entre Ríos** de la manera en que están conformados los costos eléctricos para distintos tipos de usuarios (residenciales, comerciales, industriales y grandes clientes) y si los mismos podrían ser comparados con tarifas similares de provincias vecinas, con el fin de analizar el costo real del componente energético y la carga impositiva explícita, todo ello para analizar la competitividad de los distintos sectores empresariales, donde los costos energéticos hoy se presentan como relevantes.

La Resolución 366/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del Ministerio de Hacienda, estableció nuevos Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que modificaron los valores de los cuadros tarifarios de las distribuidoras de electricidad a partir del mes de febrero de 2019.

Las comparaciones tarifarias que se realizan en este libro tienen en cuenta el impacto de esta resolución.

Con el fin de entender la mecánica de los costos de la energía eléctrica se escribió el capítulo 1, *Entendiendo los costos de la electricidad*.

En el capítulo 2, se presentan los resultados de las comparaciones de las tarifas para distintos tipos de usuarios, a saber:

1. Comparaciones de tarifas para usuarios residenciales.
2. Comparaciones de tarifas para usuarios comerciales (pequeños comercios).
3. Comparaciones de tarifas para usuarios industriales (pequeñas industrias).
4. Comparaciones de tarifas para grandes demandas.

Para cada uno de estos usuarios de electricidad, se presentan tablas y gráficos con toda la información necesaria para hacer comparaciones frente a distintos valores de consumo entre las distribuidoras antes mencionadas.

Las comparaciones tarifarias para distintos consumos se realizan de acuerdo a la siguiente apertura:

- Importe facturado sin impuestos.
- Importe facturado con impuestos.
- Carga impositiva total.
- Costo monómico sin impuestos.
- Costo monómico con impuestos.
- Selección de un consumo típico, por ejemplo para el caso residencial, 300 kWh bimestral, mostrando los distintos componentes del importe total, mostrándolos comparativamente en gráficas de barras y de tortas.

En el anexo se transcriben los cuadros tarifarios utilizados como fuente para este libro.

***MBA Ing. José Stella, 2019***





# Capítulo 1

---

**Entendiendo los costos de la electricidad**

# Capítulo 1

---

## Entendiendo los costos de la electricidad

---

### 1. Conceptos introductorios. Potencia, energía y curva de carga diaria.

---

A los fines de establecer los costos de la electricidad, existen varios aspectos a tener en cuenta que caracterizan tanto la demanda como la oferta de la energía eléctrica; tres de los más importantes son la *potencia*, la *energía* y las *curvas de carga*.

La **energía**, medida en kilovatios hora (kWh), es la **potencia**, medida en kilovatios (kW), del elemento que está demandando (conectado y consumiendo) electricidad multiplicado por el tiempo (hs.). También se puede interpretar a la potencia como el valor instantáneo de la energía.

$$\text{Energía [kWh]} = \text{Potencia [kW]} \times \text{tiempo [horas]}$$

Dado que la energía eléctrica no es posible almacenarla en grandes cantidades, todas las instalaciones de la cadena de producción de la electricidad (generación, transporte, distribución) deben estar preparada para soportar el máximo valor instantáneo de energía consumida, es decir, que debe estar diseñada y gestionada para soportar la máxima potencia que a lo largo de todo el ciclo de consumo va a demandar todo el *sistema eléctrico*.

Otro aspecto importante del sistema eléctrico es la **naturaleza cambiante de la demanda**, que estará dada por los hábitos de los distintos grupos de consumidores (residencial, servicios, industria) que necesitan electricidad a determinadas horas del día o en distintas épocas del año. Una forma de mostrar la potencia y energía consumida diariamente en un solo gráfico se denomina *curva de carga diaria*, ver figura 1. Esta curva de carga muestra la energía consumida a lo largo de un día y la demanda de potencia instantánea.

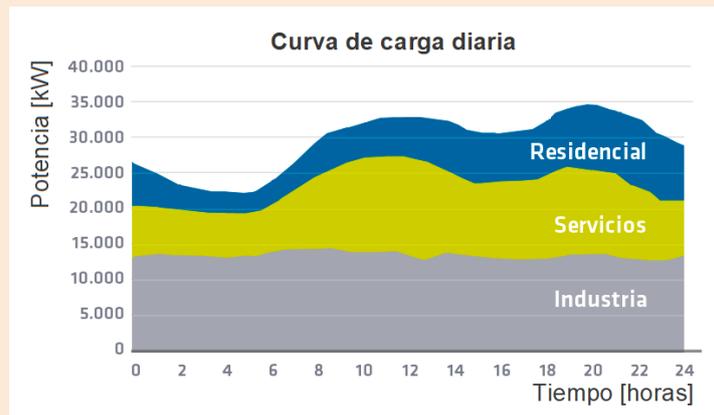


Figura 1: Curva de carga diaria

## 2. La cadena de valor eléctrica

Para que la electricidad pueda ser utilizada es necesario, como en cualquier otra actividad industrial, un sistema físico que soporte todo el proceso desde su generación hasta su utilización y consumo final. Este sistema se denomina *sistema eléctrico*, entendiéndose como tal *al conjunto de elementos que, operándolos de manera coordinada en un determinado territorio, satisface la demanda de energía eléctrica de los distintos grupos de consumidores.*

Se considera cadena de valor eléctrica a los eslabones de generación, transporte y distribución – comercialización de energía eléctrica que deben ser gestionados de manera simultánea con el fin de abastecer la demanda al mínimo costo dentro de parámetros de calidad establecidos.

En la figura 2 se muestran los distintos eslabones de la cadena de distribución de electricidad: *generación, transporte y distribución – comercialización.*

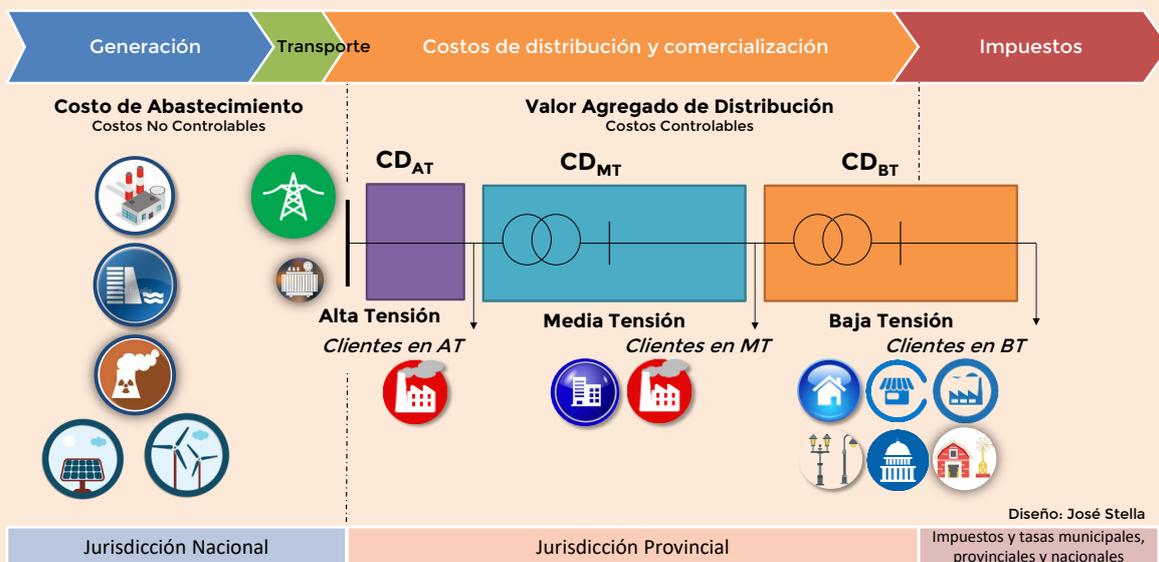


Figura 2: Cadena de valor de la electricidad

- **Generación:** la *generación de energía eléctrica* tiene lugar en *centrales eléctricas* que son preponderantemente de *tecnología convencional*; como ser, centrales hidráulicas de gran potencia, centrales térmicas de vapor, de gas, de ciclo combinado, nucleares y centrales diésel. Actualmente se está ampliando el parque generador con centrales basadas en *energías renovables* como son las eólicas, fotovoltaicas, de biogás obtenido a partir de la biomasa o de residuos sólidos urbanos o de pequeños aprovechamientos hidráulicos.
- **Transporte:** las centrales de generación, en general, están alejadas de los centros de consumos por lo que es necesario vincularlos físicamente, para ello se construyen líneas eléctricas denominadas *red de transporte*.  
En Argentina, el *transporte de energía eléctrica* se hace en alta tensión (500 kV) con el fin de disminuir las pérdidas por las grandes distancias existentes para vincular las centrales con las jurisdicciones donde se encuentra la demanda y se denomina Sistema Argentino de Interconexión (SADI). En los puntos de interconexión de esta red con las distintas jurisdicciones provinciales se encuentran las estaciones transformadoras (ET), a partir de ahí comienza el eslabón de la distribución de energía eléctrica.
- **Distribución y comercialización:** con el fin de adaptar el nivel de tensión de las estaciones transformadoras del SADI y conectar los distintos grupos de consumidores dispersos en el territorio de las jurisdicciones provinciales, existen líneas de distribución en distintos niveles de tensión (132; 33; 13,2; 0,400 y 0,240 kV) denominadas redes de alta tensión (AT), media tensión (MT) y baja tensión (BT), respectivamente. Estas líneas son diseñadas, construidas y operadas por *empresas distribuidoras de energía eléctrica* que también tienen la función de la *comercialización del servicio público de electricidad*, entendiéndose a esto último como los procesos de atención clientes, lectura facturación y cobranza.
- **Grupos de consumidores:** los *usuarios de la electricidad* o *grupos de consumidores* se pueden dividir por el nivel de tensión al que se encuentran conectados, así se tienen clientes en AT, MT y BT; también por el sector socioeconómico del uso que le dan a la electricidad: sector residencial, comercial e industrial (general), gobierno, alumbrado público o por la zona donde se encuentran; urbanos o rurales.  
Según la cantidad de potencia demanda se los clasifica como pequeñas, medianas o grandes demandas (grandes usuarios). Los grandes usuarios pueden ser grandes usuarios mayores, GUMA, grandes usuarios menores, GUME, o grandes usuarios particulares, GUPA.  
También están los GUDI, grandes usuarios de la distribuidora, que son aquellos consumidores cuya potencia demandada es igual o mayor a 300 kW.

### 3. El Mercado Eléctrico Mayorista en Argentina y su regulación

Los generadores, distribuidores y grandes usuarios (GUMAS, GUMES y GUPAS) conforman el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), creado a partir de la Ley N° 24.065 denominada Marco Regulatorio Eléctrico Nacional en el año 1992. En el MEM se comercializa la energía eléctrica entre

generadores, distribuidores y grandes usuarios y se *define como el punto de encuentro entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en tiempo real, siendo el nodo mercado el centro de carga del sistema (Ezeiza). El precio del mercado, es el precio localizado en el centro de cargas* (Poder Legislativo, 1992).

La estructura de la industria eléctrica de la Argentina comprende un marco que regula las actividades de generación, transmisión y distribución por separado.

La regulación de la **generación** se organiza de forma tal que intenta replicar el funcionamiento de un mercado de competencia perfecta, en el cual el precio de la electricidad se igualaría en el equilibrio entre oferta y demanda, a los costos marginales de la generación. En dicho mercado, los generadores independientes venden la energía que producen a otros generadores, empresas de distribución, comercializadores, grandes usuarios y al mercado spot.

El **transporte** es un monopolio natural, sujeto a una concesión regulada por el ENRE. Los transportistas están obligados a permitir a terceros que accedan a toda la capacidad de transporte disponible y no pueden comprar o vender electricidad por cuenta propia.

Los **distribuidores** operan también bajo condiciones de monopolio, con contratos de concesión provinciales y se encuentran regulados por los EPRE (entes provinciales reguladores de energía), a través de la determinación de tarifas y especificaciones sobre el nivel de calidad del servicio. Este es el caso de Entre Ríos (EPRE) y Córdoba (ERSEP), no así el de Santa Fe y Corrientes.

Para el correcto funcionamiento del MEM se hizo necesaria la creación de una entidad encargada de la gestión del mismo y el envío de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), estas funciones fueron confiadas a CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA), una empresa privada, que tiene, entre otras funciones las siguientes:

- el envío de electricidad al SADI, maximizando la seguridad del mismo y la calidad de la electricidad suministrada y la minimización de los precios al por mayor en el mercado spot;
- el control de la operación del mercado a término y la administración del despacho técnico de energía eléctrica en los acuerdos celebrados en ese mercado;
- actuar como agente de los distintos agentes del MEM y desempeñar las funciones que tiene asignadas en el sector eléctrico, incluyendo la facturación y cobro de los pagos para las transacciones entre agentes del MEM.

En el MEM existen tres mercados diferentes en los cuales se puede realizar la comercialización de la energía:

- **Mercado spot:** donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento. En este mercado se establece el precio real de la energía y la potencia.

El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se realiza con un orden prioritario de costos; es decir, entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia demandada más la reserva necesaria; las máquinas que no son requeridas quedan sin operar. En este

mercado existe en el precio un reconocimiento para la energía en función de los costos variables (combustible) y otro para la potencia en función de los costos fijos.

- **Mercado estacional:** se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1° de mayo y 1° de noviembre respectivamente, relacionados con los períodos de hidraulicidad. En cada período estacional se define un *precio estabilizado de la energía*, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Estos *precios estabilizados poseen una actualización trimestral*.

Los distribuidores pueden comprar a ese precio y las diferencias que surgen con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot se cargan en el trimestre siguiente.

Este mercado fue diseñado para resolver el problema de tener que fijar una tarifa a las empresas distribuidoras a partir de un precio de compra en el mercado mayorista que varía hora por hora, creando para ello un sistema de precios estabilizado (o estacional). Es decir que, trimestralmente y a partir de las estimaciones realizadas por CAMMESA, la Secretaría de Energía sanciona (ex-ante) el precio estacional de la energía.

- **Mercado a término:** se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato.

En el contrato se determinan las condiciones de entrega de la energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.

## 4. Los precios en el Mercado Eléctrico Mayorista

Los dos componentes principales de los precios en el MEM son:

- ✓ Los asociados a la *energía*, por ejemplo costos variables de combustibles, fletes, operación y mantenimiento, servicios.
- ✓ Los asociados a la *potencia demandada* en días extremos (costos fijos de capacidad instalada y de expansión)

La *minimización de los costos variables* se realiza según los *procedimientos de despacho* que gestiona CAMMESA en los distintos períodos de programación del MEM (programación estacional, semanal, diaria) hasta la operación en tiempo real.

La *función objetivo* es minimizar en cada período de programación los costos de abastecimiento de la demanda, considerando los recursos disponibles (máquinas, combustibles, capacidad de embalses) y las limitaciones de la red de transporte.

La *minimización de los costos de potencia* se realiza a través de procesos de asignación de la capacidad en función de la disponibilidad de potencia y de la incorporación de la nueva oferta requerida para acotar riesgos de falla o aumentar la eficiencia del parque de generación mediante licitaciones públicas abiertas.

Las licitaciones correspondientes a la *generación renovable* son también de tipo competitivo y tienen como objetivo cumplir con la diversificación de la matriz energética mediante el aporte de energía renovable que sustituye el consumo de generación con combustibles fósiles y consecuentemente modifica los costos variables incurridos.

Los costos de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista varían en función de los costos y disponibilidad de combustibles, los de remuneración de la operación de la generación, los costos de incorporación de potencia y energía, de servicios adicionales y reserva de potencia, del transporte en AT y regional e impuestos y cargos específicos. Los costos varían además en función de los aleatorios de demanda y generación hidroeléctrica así como estacionalmente y del tipo de cambio (valor del dólar en pesos).

La evolución de los distintos componentes que conforman los costos de generación más transporte se detalla en la tabla 1, en pesos a valores históricos, para el mes de enero de los años 2016, 2017, 2018 y 2019.

*Tabla 1: Evolución de los costos de generación y transporte. Fuente: CAMMESA*

Componentes generales	Detalle	ene-16	ene-17	ene-18	ene-19
Componentes Energía	Precio Energía	120	120	240	480
Componentes Energía	Energía Adicional	3,1	4,6	21,8	29,7
Componentes Energía	Sobrecostos de Combustibles	16,4	17,8	25,0	38,4
Sobrecosto Transitorio de Despacho	Sobrecostos Transitorios de Despacho	322,7	629,0	579,0	761,7
Cargo Demanda Excedente	Cargo Demanda Excedente Real	68,9	50,9	11,1	12,1
Contratos Abastecimiento MEM + Cuenta Brasil	Cta.Brasil + Cont. Abastec.MEM	245,5	186,8	372,3	568,0
Compra Conjunta MEM	Compra Conjunta MEM	0,0	0,0	1,0	42,4
Componentes Potencia + Reserva	Potencia Despachada	6,5	6,9	7,0	6,9
Componentes Potencia + Reserva	Potencia Servicios Asociados	3,8	5,5	7,6	14,0
Componentes Potencia + Reserva	Potencia Reserva Corto Plazo + Servicios Reserva Instantánea	0,4	0,6	1,3	2,5
Componentes Potencia + Reserva	Potencia Reserva Mediano Plazo	0,7	1,0	174,7	331,0
<b>Costo Monómico</b>		<b>787,9</b>	<b>1.023,2</b>	<b>1.440,7</b>	<b>2.286,7</b>
Cargos Transporte	Transporte Alta Tensión	0,9	1,0	42,2	64,6
Costos por Transporte	Transporte Distribución Troncal	0,9	1,2	19,6	33,1
Costos por Transporte		1,8	2,2	61,8	99,7
<b>Costo Monómico + Transporte</b>		<b>789,7</b>	<b>1.025,4</b>	<b>1.502,5</b>	<b>2.384,5</b>

El *costo de la energía más transporte* es la sumatoria de los costos de gestión de la generación y combustibles, más la generación de energías renovables, más los costos de potencia, reserva y servicios y, por último, los costos de transporte en alta tensión (AT) más el transporte de la distribución troncal.

La evolución de los costos también se ve influenciada por el tipo de cambio, se puede decir que, en promedio, el *costo de generación más transporte* varía entre 70 y 75 u\$/MWh.

De acuerdo con el marco regulatorio, estos valores deben ser ajustados cada vez que varían los precios de la potencia, la energía y el transporte en el MEM. Esto se realiza en cada programación o reprogramación estacional en los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre de cada año.

En el mercado mayorista la determinación del costo se realiza en forma horaria a partir del costo marginal (declarado por los propios oferentes) de generar un MWh adicional para abastecer la demanda del sistema en ese instante. Como consecuencia de ello, el precio spot de la energía presenta, hora a hora, una significativa variación. Como se mencionó anteriormente, para resolver el problema de tener que fijar una tarifa a las empresas distribuidoras a partir de un precio de compra en el mercado mayorista que varía hora por hora, se creó un sistema de precios estabilizado (o estacional). Es decir que, trimestralmente y a partir de las estimaciones realizadas por CAMMESA, la Secretaría de Energía sanciona (ex-ante) el *precio estacional de la energía*.

Este es el precio al que comprarán las empresas distribuidoras en el mercado spot y representa el *precio spot medio esperado* para dicho trimestre. Las diferencias entre las compras al precio estacional sancionado (que realizan los distribuidores) y las ventas al precio spot en el mercado horario (que hacen los generadores), se acumulan en un *fondo de estabilización* cuyo saldo se incorpora en el cálculo del precio estacional del siguiente trimestre. Mediante un mecanismo de *pass-through*, los distribuidores *pasan* a la tarifa de los usuarios finales estrictamente los valores ajustados del costo de comprar energía y potencia en el mercado mayorista, sin incluir ningún tipo de margen de ganancia.

## 5. Los precios mayoristas que pagan los distribuidores de energía eléctrica

Los *precios estabilizados de compra* de energía y potencia que se les cobra a los distribuidores tienen como objeto recuperar los costos antes mostrados.

En la tabla 2 se reproduce el precio monómico (generación más transporte) de la tabla 1 y se le agrega el *precio monómico estacional* (precio que pagan los distribuidores a CAMMESA), la diferencia entre ambos corresponde a los *subsidios*.

Tabla 2: Precio monómico y precio monómico estacional

Componentes generales	ene-16	ene-17	ene-18	ene-19
Precio Monómico de generación más transporte	789,7	1.025,4	1.502,5	2.384,5
Precio monómico estacional o precio estacional de la energía	95,6	333,2	812,6	1.486,1

Para enero 2019 debe leerse que el precio monómico (generación más el transporte) corresponde a 2.3845 \$/MWh y el precio estabilizado es de 1.486 \$/MWh o, lo que es lo mismo, el costo de generar y transportar la energía es 2.3845 \$/MWh y el precio que pagan los distribuidores es 1.486 \$/MWh.

En la figura 3 se puede comprender el concepto de precio monómico estacional, precio estacional con subsidio y subsidio.



Figura 3: Los precios mayoristas de electricidad

La reducción progresiva de subsidios comenzó en enero de 2016 donde el costo de generación era de 790 \$/MWh y el precio para los distribuidores era de 95 \$/MWh. Mediante distintas resoluciones del entonces Ministerio de Energía y Minería, actual Secretaría de Energía, fueron sancionándose precios crecientes con el fin de disminuir los subsidios. En la tabla 3 se muestran la evolución que tuvieron los precios para cada grupo de consumidores vigentes hasta enero de 2019.

Tabla 3: Evolución de los precios para los distintos grupos de consumidores

Grupo de consumidores		MEyM 6/16	SEE 20/17	SEE 20/17	SEE 1091/2017	SEE 1091/2017	SEE 75/2018
	ene-16	mar-16	feb-17	mar-17	dic-17	feb-18	ago-18
RESIDENCIAL ≤ 1000 kWh/bim	38,3	329	416	674	906	1.097	1.504
RESIDENCIAL entre 1000 y 1400 kWh/bim	69,1	329	416	674	906	1.097	1.504
RESIDENCIAL entre 1400 y 2800 kWh/bim	98,8	329	416	674	906	1.097	1.504
RESIDENCIAL > 2800 kWh/bim	160,2	329	416	674	906	1.097	1.504
ALUMBRADO PÚBLICO	48,4	332	417	674	897	1.090	1.497
GENERAL ≤ 4000 kWh/bim	74,4	333	419	678	908	1.100	1.506
GENERAL > 4000 kWh/bim y < 10 kW	92,5	333	419	678	908	1.100	1.506
GENERAL entre 10 y 300 kW	99,3	333	419	678	908	1.100	1.506
GENERAL > 300 kW	164,9	784	1.090	1.112	1.399	1.400	2.276

Desde agosto 2018 hasta enero 2019 inclusive, el precio promedio a los distribuidores fue de 1.500 \$/MWh (1,5 \$/kWh) para la mayoría de los consumidores, salvo para los grandes usuarios de las distribuidoras (GUDI, usuarios con demanda de potencia mayor a 300 kW) donde se pagó el costo de generación que fue igual a 2.276 \$/MWh.

En la figura 4 (CAMMESA, 2019) se muestra la evolución del precio monómico medio (con transporte) en paso mensual desde 2013 [\$/MWh], el gráfico de línea roja muestra el precio monómico estacional que pagan los distribuidores.

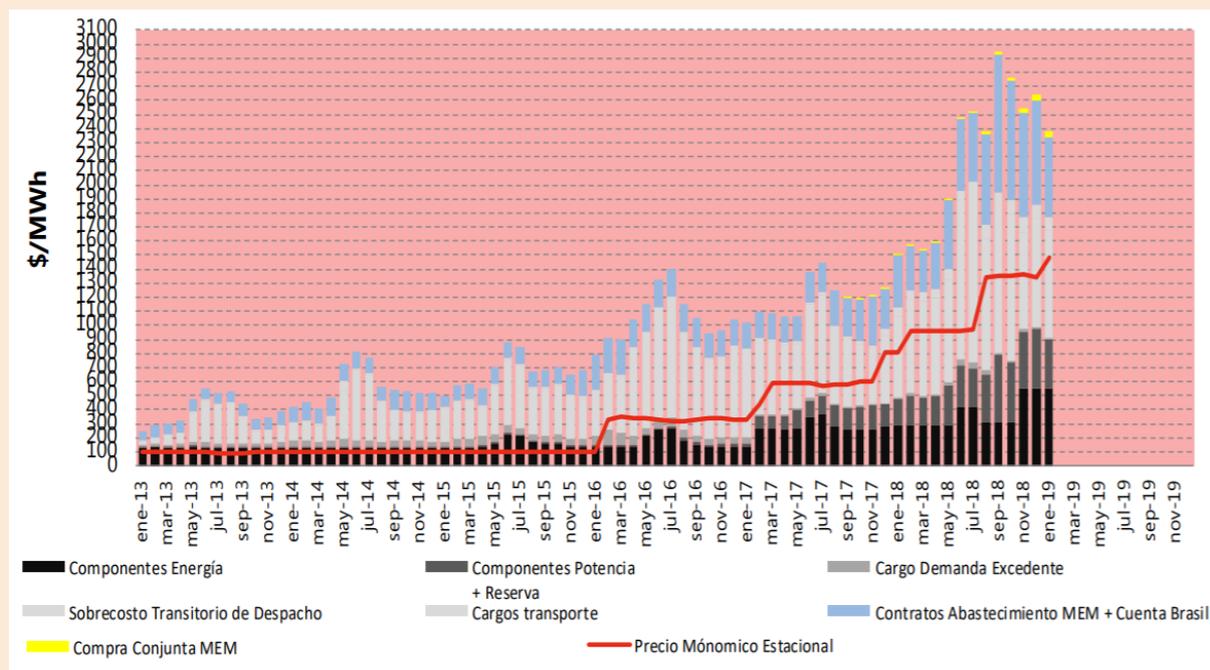


Figura 4: Distintos componentes del precio monómico medio. Fuente: CAMMESA

Con el fin de presentar los distintos componentes del precio mayorista a distribuidores se transcribe los precios sancionados por la disposición SEE N° 75/2018 (1° de agosto 2018 al 31 de octubre 2018), prorrogada por la Disposición N° 97/2018 de la Subsecretaria de Energía Eléctrica con vigencia hasta enero 2019 inclusive.

Tabla 4: Componentes del precio mayorista de electricidad para distribuidores vigentes hasta enero 2019

	Precio de referencia de la potencia	Precio Estabilizado de la Energía			Precio Estabilizado para el Transporte (PET)	
	(\$POTREF - \$/MW-mes)	Horas Pico (\$PER.PICO - \$/MWh)	Hora Resto (\$PER.RESTO - \$/MWh)	Hora Resto (\$PER.RESTO - \$/MWh)	Extra Alta Tensión (\$PEAT - \$/MWh)	Distribución Troncal (\$PDT - \$/MWh)
Demanda General Distribuidor	10.000	1.470	1.400	1.400	64	71,78
Grandes Usuarios de Distribuidor $\geq$ 300 kW	10.000	2.283	2.174	2.174	64	71,78

## 6. Los precios minoristas. El valor agregado de distribución (VAD).

La ecuación tarifaria de las empresas que prestan el servicio de distribución se compone de dos términos, figura 3:

- el primero refleja sus costos exógenos, también denominados costos de abastecimiento o costos no controlables, es decir, los precios a los que compran energía y potencia en el MEM más los costos asociados de transporte
- el segundo refleja sus propios costos o valor agregado de distribución (VAD).

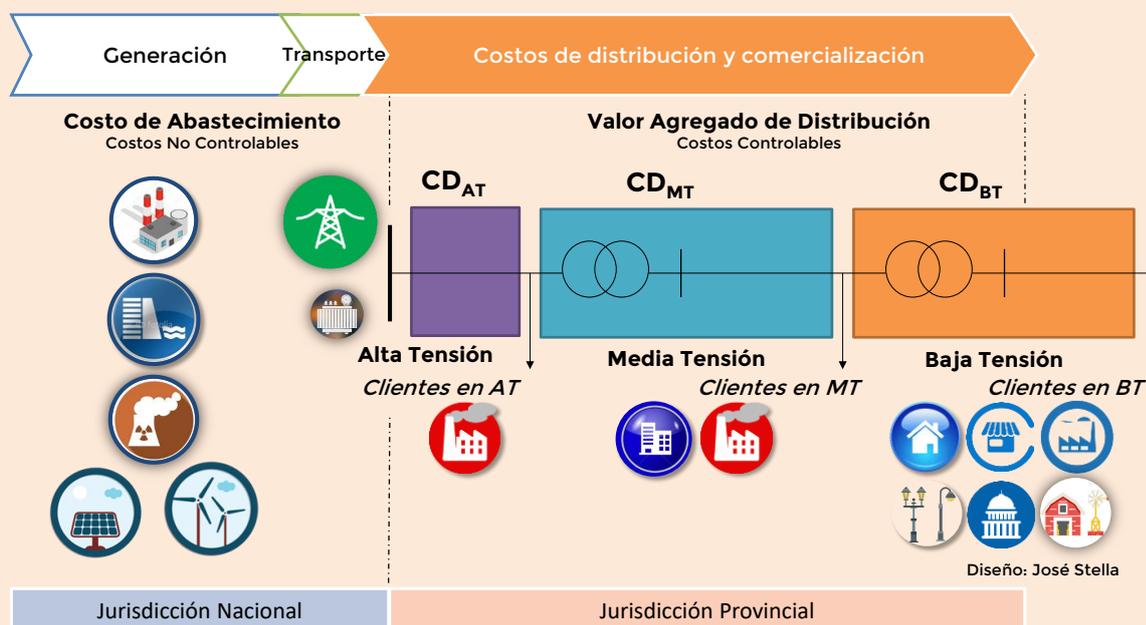


Figura 5: Costos de abastecimiento y valor agregado de distribución

De acuerdo a lo analizado hasta el momento, el primer componente es función de los precios estacionales establecidos por la Subsecretaría de Energía Eléctrica en forma semestral (precio de compra de los distribuidores en el mercado horario) y de su ajuste trimestral en base a los precios observados en el MEM.

Por otra parte, el costo de distribución o valor agregado de distribución (VAD), tabla 5, refleja el *costo marginal de la prestación del servicio, e incluye los costos de desarrollo e inversión en las redes, de operación y mantenimiento y de comercialización, así como también las amortizaciones y una rentabilidad justa y razonable sobre el capital invertido.*

### Precio Minorista = Precio Monómico Estacional + VAD

Tabla 5: Composición del precio minorista de electricidad

Remuneraciones del distribuidor	Costos del distribuidor
<p><b>Precios Minorista =</b>  <b>Precio Monómico Estacional + VAD</b>  <b>VAD = Valor Agregado de Distribución</b></p> <p>El VAD está compuesto por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Costos de la Red</li> <li>Operación y Mantenimiento</li> <li>Comercialización y Administración</li> <li>Margen de Beneficios</li> </ul>	<p>Los costos que requiere la prestación del servicio se pueden dividir en 3 grandes grupos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>Costos de capital.</b></li> <li>✓ <b>Costos de gestión de las redes.</b></li> <li>✓ <b>Costos de la gestión comercial.</b></li> </ul>

Según el Decreto Nacional N° 1398/92 que reglamenta la Ley 24.065, en su capítulo X expresa que el costo propio de distribución para cada nivel de tensión, que integrará la tarifa de concesión estará constituido por:

1. El *costo marginal* o económico de las redes puestas a disposición del usuario, afectado por coeficientes que representen las pérdidas técnicas asociadas a los distintos niveles de tensión. De esta manera, grupos de consumidores conectados en alta, media y baja tensión tienen distintos costos.
2. Los *costos de operación y mantenimiento*, considerándose como tales a los gastos inherentes a la operación y mantenimiento de las redes puestas a disposición de los grupos de consumidores.
3. Los *gastos de comercialización*, incluyéndose en tal concepto a los gastos de medición y administrativos que se relacionen con la atención a cada consumidor. (Secretaría de la Energía Eléctrica, 1992)

## 7. Los costos de distribución en la provincia de Entre Ríos

En la provincia de Entre Ríos los *costos de distribución* que se propongan serán justos y razonables conformando tarifas en los términos definidos en la ley N° 8.916, “que proveerán a las distribuidoras que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos, impuestos, amortizaciones y una tasa de rentabilidad determinada” (art. 30).

Tal como lo establece el art. 30 del Decreto N° 1.300/95, el componente tarifario que remunera la actividad de las concesionarias se denominará costo propio de distribución y estará constituido por el *costo económico de las redes puestas a disposición de los usuarios, afectado por coeficientes que representen las pérdidas técnicas asociadas a los distintos niveles de tensión* (EPRE Ente Provincial Regulador de la Energía de la Energía de Entre Ríos, 1995).

El costo económico de las redes se obtendrá integrando los costos de capital asociados a las redes económicas, más los costos eficientes y prudentes de operación y mantenimiento de las mismas, más los gastos de comercialización asociados con los clientes.

Los costos de distribución considerarán los distintos niveles de tensión en que se presta el servicio, y la participación de cada tipo de usuario en el momento de máxima exigencia de la red de distribución.

La tasa de rentabilidad será la tasa de actualización que se utiliza para el cálculo de los costos propios de distribución.

## 8. Cálculo de los cuadros tarifarios en la provincia de Entre Ríos

Para ENERSA, el procedimiento para la determinación del cuadro tarifario está regulado por la Resolución 168 del 31 de octubre de 2016 y se calculará teniendo en cuenta:

- El precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM (contratos a término entre el distribuidor y los generadores, y mercado spot o spot estabilizado, según corresponda).
- El costo unitario por el uso del sistema de transporte.  
Los costos propios de distribución vigentes y los gastos de comercialización expresamente reconocidos

El cuadro tarifario se recalculará cuando se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el costo unitario por el uso del sistema de transporte y cuando el Ente Provincial Regulador de la Energía asigne el Fondo Compensador de Tarifas. Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas a usuarios y serán en las oportunidades y frecuencias que más abajo se indican.

1. Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad que se reconocerán y trasladarán a las tarifas son:
  - ✓ Variaciones del precio medio estacional (mercado spot o spot estabilizado, según corresponda), calculado por el Organismo Encargado del Despacho, como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral.

- ✓ Actualización de los precios contenidos en los contratos celebrados por *la distribuidora*, y de todos aquellos costos relacionados a la potencia y energía comprada en el mercado a término que sean facturados a la Distribuidora, y no estén considerados en el contrato. La Distribuidora podrá proponer al EPRE un procedimiento de contratación al que deba ajustarse; de modo de garantizar transparencia y agilidad que permita su concreción en plazos cortos.
  - ✓ Variaciones del Costo Unitario del uso de sistema de transporte, previstos para el trimestre.
2. Los costos propios de distribución y los gastos de comercialización reconocidos, los costos de conexión, el servicio de rehabilitación, los gastos de verificación y la emisión de duplicados de factura se adecuarán cada tres (3) meses y tendrán plena vigencia en los tres (3) meses siguientes a la fecha de actualización. Los criterios para adecuar los .costos propios de distribución se encuentran definidos en un procedimiento.
  3. El Fondo Compensador de Tarifas se ajustará en ocasión de cada programación estacional del Organismo Encargado del Despacho, de acuerdo a las pautas que fije el Poder Ejecutivo al EPRE.

Todos los costos antes mencionados se calcularán y recalcularán en pesos. Los valores así determinados serán valores máximos. El factor correspondiente a la Tasa de Fiscalización y Control EPRE será anualmente revisado conforme lo previsto en el Art. 60 de la Ley 8916.

## 9. Régimen tarifario en la provincia de Entre Ríos

También la Resolución 168/16, en su Anexo I, posee el régimen tarifario, entendiéndose como tal al *documento que permite clasificar a los distintos tipos de usuarios de acuerdo a la potencia que demandan, cómo se aplican las tarifas y cómo se realiza la facturación del servicio eléctrico.*

Un resumen del éste régimen tarifario se muestra en la tabla 6:

*Tabla 6: Régimen tarifario de ENERSA*

Tipos de usuarios	Características	Tipo de tarifa	Facturación del servicio
Usuarios de pequeñas demandas	Son aquellos cuya demanda máxima es inferior a 10 (diez) kW (kilovatios)	<b>Tarifa 1</b> Tarifa 1-R.: Pequeñas Demandas de Uso Residencial Urbano y Suburbano Tarifa 1-Rural.: Pequeñas Demandas Sector Rural Tarifa 1-G: Pequeñas Demandas de Uso General	a) Un cargo fijo, haya o no consumo de energía b) Un cargo variable en función de la energía consumida
Usuarios de medianas demandas	Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es igual	<b>Tarifa 2</b> Antes de iniciarse la prestación del servicio	a) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro convenida, cualquiera sea la

Tipos de usuarios	Características	Tipo de tarifa	Facturación del servicio
	o superior a 10 (diez) kW e inferior a 30 (treinta) kW.	eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la capacidad de suministro que debe estar entre 10 y 30 kW.	tensión de suministro, haya o no consumo de energía. b) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria. c) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia
Usuarios de grandes demandas	Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos, es de 30 (treinta) kW (kilovatios) o más	<b>Tarifa 3</b> Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario, por escrito, la "capacidad de suministro en punta" y la "capacidad de suministro fuera de punta" cuando supere los 30 kW.	a) Un cargo fijo mensual b) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro convenida en horas de punta c) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro convenida en horas fuera de punta. d) Un cargo por cada kW de potencia adquirida que se aplica al promedio de las capacidades de suministro convenidas en horas de punta y fuera de punta. e) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes".
Alumbrado Público	Son los usuarios que utilizan el suministro para el servicio público de señalamiento luminoso, iluminación y alumbrado.	<b>Tarifa 4</b> Servicio Público de Señalamiento Luminoso, Iluminación y Alumbrado.	Cargo único por energía eléctrica consumida de acuerdo a la modalidad de prestación y las horas de utilización,
Otros Distribuidores Provinciales	Son los reconocidos por el EPRE de acuerdo con lo establecido en el Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia (Artículo 9º, Ley 8916).	<b>Tarifa 5</b> Otros distribuidores provinciales (cooperativas eléctricas)	Ídem para usuarios de grandes demandas

## 10. Los impuestos a la energía eléctrica

El consumo del servicio de electricidad es gravado en la Argentina por los tres niveles de gobierno. Aunque variable, según las provincias y municipios, la carga tributaria total medida en porcentaje del precio que reciben los distintos grupos de consumidores es bastante elevada.

En este punto se detallan los impuestos que gravan el consumo final de electricidad, centrándose en aquellos que se imponen específicamente sobre el servicio eléctrico en la etapa de distribución,

dejando de lado los que se establecen en las etapas intermedias, los aportes patronales, los impuestos directos así como aquellos de carácter general que se imponen sobre todas las actividades y/o transacciones. En la figura 6, se resalta el último eslabón que corresponde al componente impositivo en la cadena de valor de la electricidad.

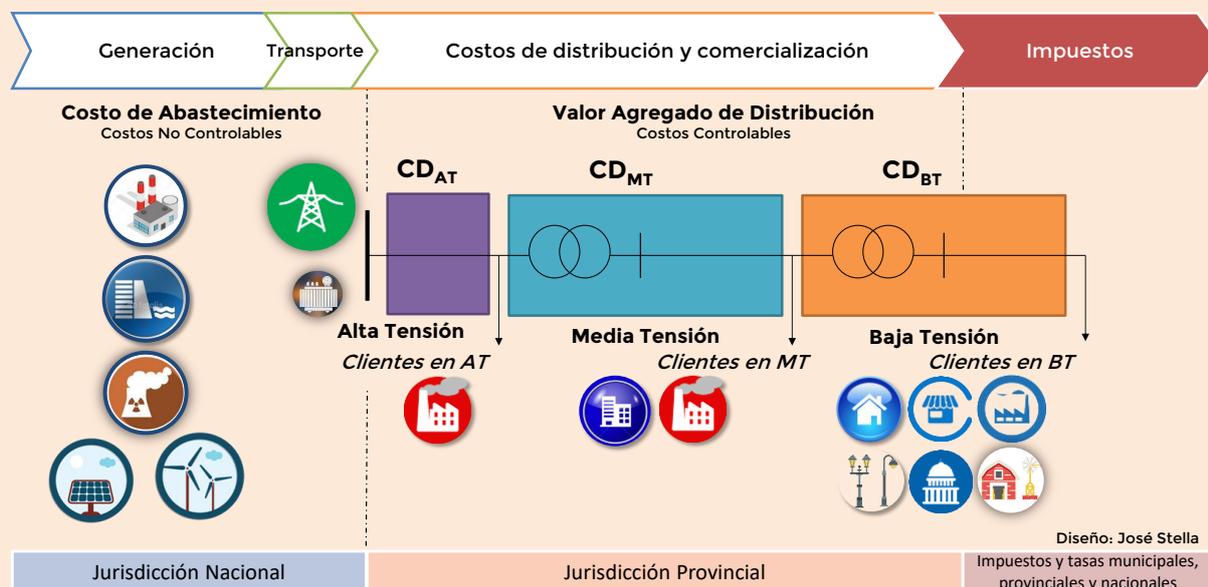


Figura 6: Componente impositivo en la cadena de valor de electricidad

A *nivel nacional* se grava el consumo final de electricidad con el impuesto al valor agregado, cuyo 51% de lo recaudado se coparticipa con las provincias. Ley N° 20.631

Por otra parte, *las provincias* establecen múltiples fondos y tributos que a veces recaudan para sí y en otros casos los destinan a los municipios. Estos finalmente imponen variadas tasas y contribuciones, por ejemplo, de servicio por alumbrado público, de instalación e inspección de medidores, de protección de incendios, de mantenimiento de alumbrado público.

Con respecto al servicio eléctrico, la *política tributaria municipal* parecería inscribirse en una propensión de los municipios a recaudar tasas que funcionan en muchos casos como verdaderos impuestos.

Cuando Alasino (2011) detalla la carga tributaria sobre la electricidad, expresa:

Los gravámenes establecidos por los tres niveles de gobierno sobre el consumo de electricidad generan no solo una carga tributaria elevada, sino también una multiplicidad de impuestos y fondos sobre la misma base imponible que sugieren serios problemas de coordinación fiscal y una limitación estructural para diseñar

una política tributaria eficaz y equitativa. Aparecen así con excesiva frecuencia fenómenos de imposiciones múltiples y casos de impuestos que recaen sobre impuestos (p. 96).

En la tabla 7 se muestran los distintos gravámenes que se aplican al consumo final de electricidad que establecen los tres niveles de gobierno para las provincias de Entre Ríos, Santa Fe, Córdoba y Corrientes.

Tabla 7: Gravámenes que se aplican al consumo final de electricidad

Impuestos	Santa Fe	Entre Ríos	Córdoba	Corrientes				
Nacionales	Ley N° 20.631: Impuesto al Valor Agregado							
	Consumidor Final			21%				
	Monotributo o Responsable Inscripto			27%				
	AFIP Res 2408 – Régimen de percepción			3%				
Provinciales	Ley 12.692	<b>3,33 \$/mes</b>	Ley 6879 (FDEER) Usuarios residenciales		Cargo transitorio por obras	1,59%		
	Ley 6604 (FER)	1,5%				0 – 300 kWh	0%	Cargo para obras de infraestructura eléctrica
	Ley 7.797	6%			301 – 800 kWh	13%	Tasa de regulación	
			> 801 kWh	18%	Ley de seguridad eléctrica	0,1%		
Municipales	Ordenanzas CAP	<b>importe depende del consumo</b>	Contribución Municipal	8,6956%	Ordenanza Impositiva Municipal (Córdoba)	10%		
	Ord. 1592/62 (Rosario)	0,6%	Tasa Municipal (Paraná)	16%				
	Ord. 1618/62 (Rosario)	1,8%						

Para el caso de la Provincia de Entre Ríos los impuestos que gravan el servicio público de electricidad son:

- **Impuestos Nacionales**
  - ✓ Ley N° 20.631 del Impuesto al Valor Agregado, actuando la prestaría del servicio como agente de recaudación y facturando el 21% a consumidores finales, el 27% a responsables inscriptos y una sobretasa del 50% a sujetos no categorizados.
  - ✓ Resolución AFIP 2408, el 3% para servicios comerciales.
- **Impuestos Provinciales**
  - ✓ Ley N° 6.879 cuyos porcentajes se muestran en tabla 8 de acuerdo al consumo bimestral de usuarios residenciales.

Tabla 8: Fondo desarrollo energético

Consumos bimestrales	Decreto 1.157 (hasta 31/12/2018)	Actual
Hasta 300 kWh	0%	0%
Entre 301 y 800 kWh	6%	13%
Mayores a 800 kWh	11%	18%

- **Tasas Municipales**

- ✓ Uso de espacio público: 8,6956%
- ✓ Tasa de alumbrado público: como máximo 16%.

En el ejemplo planteado en el punto 11 se analiza la incidencia de los distintos impuestos.

## 11. Ejemplo de facturación del consumo eléctrico

Se plantea como ejemplo el cálculo de los distintos importes que conforman la factura de un consumo de 300 kWh para un usuario residencial según el cuadro tarifario vigente en ENERSA para el mes de enero 2019 mostrado en la tabla 9.

Tabla 9: Tarifa para pequeñas demandas de uso residencial

**Vigente para consumos a partir del 1° de Noviembre de 2018 hasta el 31 de Enero de 2019  
Aprobado por Resolución N° 193/2018 del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE).**

TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS		
T1-R Uso Residencial		Unidad
Cargo fijo bimestral (haya o no consumo)		\$ 126,02
Cargo Variable por energía:		\$/kWh
Primeros	200 kWh/Bim	2,7851
Siguientes	200 kWh/Bim	3,2377
Siguientes	200 kWh/Bim	4,6169
Excedente de	600 kWh/Bim	5,3065

El cuadro tarifario especifica:

- Un cargo fijo, se realice o no consumo de energía, que corresponde a \$ 126,02 por el bimestre de consumo.*
- Un cargo variable en función de la energía consumida. Los primeros 200 kWh consumidos se calculan a 2,7851 \$/kWh, los siguientes 200 a 3,2377 \$/kWh, los siguientes 200 a 4,6169; pasados los 600 kWh bimestrales, cada kWh adicional cuesta 5,3065.*

Para calcular la factura de un consumo de 300 kWh se debe tener en cuenta el cuadro tarifario mostrado en la tabla 9 y todos los impuestos que gravan el consumo para un usuario residencial (tabla 7), para ello se procede de la siguiente manera:

- ✓ El cargo fijo (CF) bimestral corresponde a \$ 126,02.
- ✓ Los cargos variables (CV) se calculan multiplicando los primeros 200 kWh por 2,7851 \$/kWh y los restantes 100 kWh por 3,2377 \$/kWh.
- ✓ La suma del cargo fijo y variable da como resultado \$ 1.006,82, importe al cual se la aplican los impuestos.
- ✓ La contribución municipal es igual al 8,6956% del cargo fijo más el cargo variable.
- ✓ La tasa municipal (para el caso de Paraná) es el 16% de la suma del cargo fijo más el cargo variable más la contribución municipal.
- ✓ No posee cargo por el FDEER por ser un consumo igual a 300 kWh.
- ✓ Por ser consumidor final corresponde el 21% de IVA.
- ✓ El importe total facturado es de \$ 1.499
- ✓ El importe monómico sin impuesto se obtiene al dividir \$ 1.006,82 (cargo fijo más cargo variable) por 300 kWh, siendo igual a 3,36 \$/kWh.
- ✓ El importe monómico con impuesto se obtiene al dividir \$ 1.499 (importe total de la factura) por 300 kWh, siendo igual a 5,00 \$/kWh.
- ✓ La lectura de estos dos últimos indicadores debe leerse de la siguiente manera: *por cada \$ 5 pagados por kWh consumido por usuario residencial bimestral de 300 kWh, \$ 1,64 corresponden a impuestos.*

En la figura 7 se muestra el detalle completo de los cálculos realizados, observando que el importe total asciende a \$ 1.499 por el consumo de 300 kWh en el bimestre.

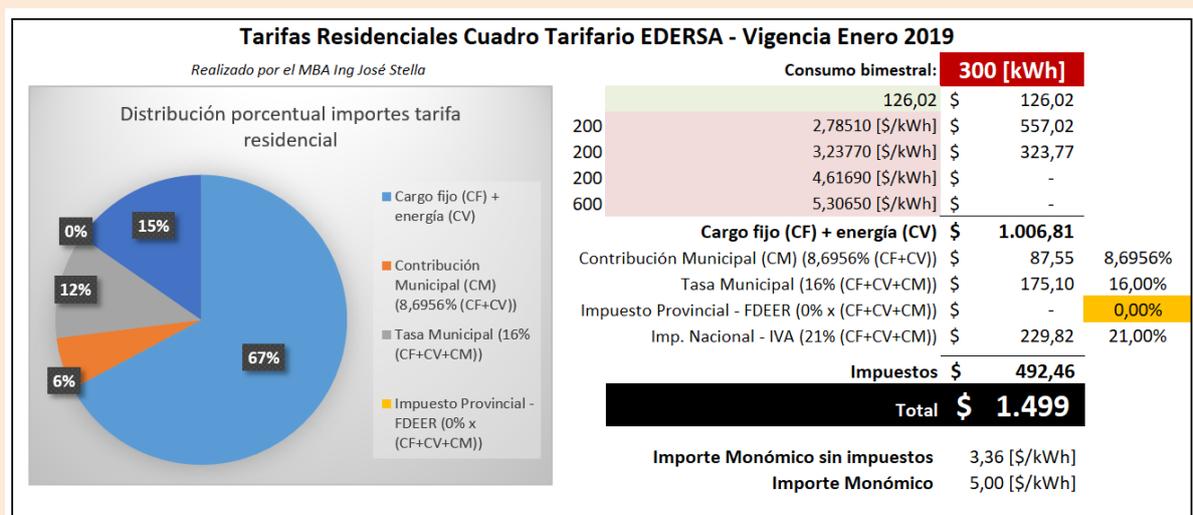


Figura 7: Detalle de importes para un consumo eléctrico residencial de 300 kWh

Se pueden calcular además dos indicadores importantes que tienen que ver con el precio monómico con y sin impuesto. Al usuario residencial le interesa el precio monómico con impuesto que corresponde al importe de cada kWh que consume. Para este caso particular dicho valor es de \$ 5/kWh y significa que cada kWh consumido le cuesta \$ 5.

## 12. Conclusiones

A lo largo de todo este desarrollo para entender cómo se va conformando el costo de la electricidad en la cadena de valor se puede concluir que:

- ✓ Hasta enero 2019 el precio de generación más transporte es de 2.384,5 \$/MWh o, lo que es lo mismo, 2,4 \$/kWh.
- ✓ A las distribuidoras, caso de ENERSA, le cobran 1.486,1 \$/MWh o, lo que es lo mismo, 1,5 \$/kWh, para usuarios con demanda menor o igual a 300 kW.
- ✓ Para el caso de un usuario residencial, ENERSA le suma 1,86 \$/kWh como VAD, para llegar a los 3,36 \$/kWh sin impuestos.
- ✓ Al sumar los impuestos, el importe final del kWh llega a \$5.
- ✓ Este valor final de \$ 5 no es constante para cualquier consumo sino que varía de acuerdo a la figura 8.

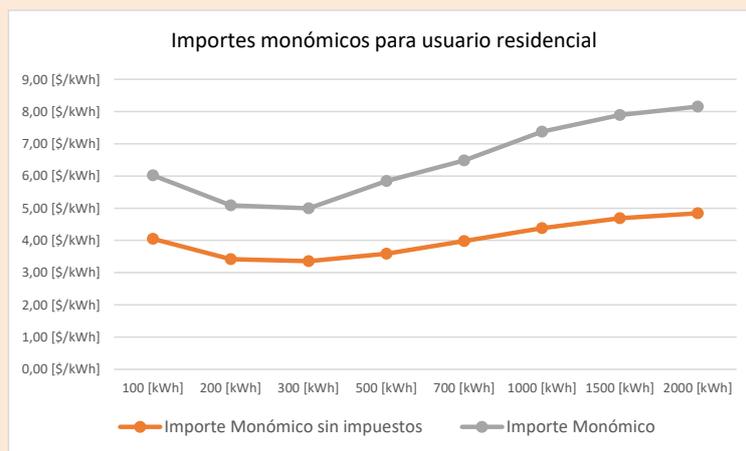


Figura 8: Importes monómicos con y sin impuestos para distintos consumos de un usuario residencial

- ✓ Al existir diferencia entre el costo de generación más transporte y el precio estacional cobrado a las distribuidoras, siendo la pretensión del gobierno nacional la disminución de subsidios, la energía eléctrica continuará su camino ascendente.



# Capítulo 2

---

**Análisis comparativo de tarifas de electricidad**

## Capítulo 2

# Análisis comparativo de tarifas de electricidad

## 1. Los incrementos de la electricidad en febrero 2019

La Resolución 366/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del Ministerio de Hacienda, establece, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2019 y el 30 de abril de 2019, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que se detallan en la tabla 10:

*Tabla 10: Precios de referencia de la potencia, precio estabilizado de la energía y precio estabilizado para el transporte. Vigencia febrero - abril 2019*

		Precio de referencia de la potencia	Precio Estabilizado de la Energía (PEE)			Precio Estabilizado para el Transporte (PET)	
		(\$POTREF - \$/MW-mes)	Horas Pico (\$PER.PICO - \$/MWh)	Hora Resto (\$PER.RESTO - \$/MWh)	Hora Valle (\$PER.VALLE - \$/MWh)	Extra Alta Tensión (\$PEAT - \$/MWh)	Distribución Troncal (\$PDT - \$/MWh)
Disposición SEE N° 75/2018 (1° de agosto 2018 al 31 de octubre 2018). Prorrogada por la Disposición N° 97/2018 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica	Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW	10.000	2.283	2.174	2.065	64,00	71,78
	Demanda General Distribuidor	10.000	1.470	1.400	1.330	64,00	71,78
Resolución SEE N° 366-2018 Desde 01/02/2019 al 30/04/2019	Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW	80.000	2.762	2.631	2.499	64,00	71,78
	Demanda General Distribuidor	80.000	1.852	1.764	1.676	64,00	71,78
Variación % respecto fines 2018	Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW	<b>700%</b>	<b>20,98%</b>	<b>21,02%</b>	<b>21,02%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>
	Demanda General Distribuidor	<b>700%</b>	<b>25,99%</b>	<b>26,00%</b>	<b>26,02%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>

El Precio Estabilizado de la Energía (PEE), junto con el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET), son los que se utilizan para recalcular los cuadros tarifarios de los distribuidores de electricidad.

Aplicando estos nuevos precios en ENARSA, EPE, DPEC y EPEC da como resultados incrementos para todas las categorías de clientes que pueden ser analizadas en el Anexo I donde se muestran los importes de las diferentes tarifas de febrero 2019 respecto de enero 2019.

*Esta Resolución 366/2018 también definió aumentos para el Precio Estabilizado de la Energía (PEE), junto con el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET), que se aplicarán desde el 1° de mayo y otros mayores desde el 1° de agosto.*

*De acuerdo a lo anterior, la comparación aquí mostrada debe entenderse que es para el mes de febrero de 2019, ya que en períodos distintos las distribuidoras continuarán con el pass through a tarifas.*



**Resultados de las comparativas de tarifas**

---

**Usuarios residenciales**

## 2. Comparativa de tarifas residenciales

---

### Metodología

Se hacen comparaciones para los consumos residenciales bimestrales de 200 [kWh], 300 [kWh], 500 [kWh], 700 [kWh], 1000 [kWh], 1500 [kWh] y 2000 [kWh], presentando los resultados en distintas tablas que obedecen al siguiente grado de apertura:

1. Importe facturado sin impuestos.
2. Importe facturado con impuestos.
3. Carga impositiva discriminada por nivel gubernamental (municipal, provincial, nacional).
4. Costo monómico sin impuestos.
5. Costo monómico con impuestos.
6. Para un consumo típico de 300 kWh bimestral se muestran los distintos conceptos, mostrándolos comparativamente en gráficas de barras y de tortas.

Cada tabla contiene:

- ✓ El título de la comparación que se realiza.
- ✓ Una tabla que muestre para los distintos consumos los valores calculados susceptibles de comparación.
- ✓ La fórmula que explica cómo se calcula el ítem que se está comparando.
- ✓ Una gráfica de los valores calculados.

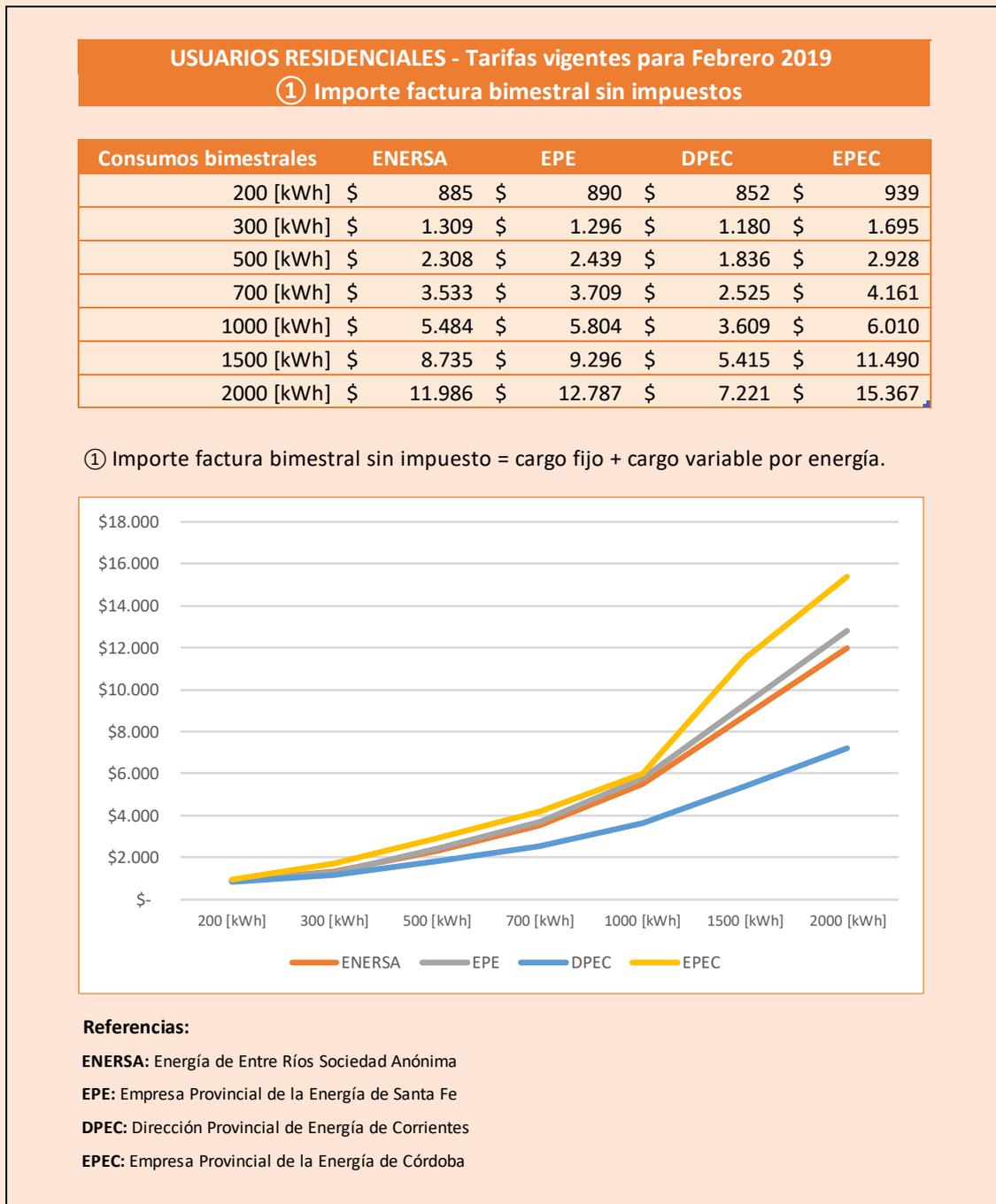
### Fuente de información

La comparación de tarifas residenciales se realiza para los cuadros tarifarios aprobados por las empresas distribuidoras y que obedecen al siguiente detalle:

- **ENERSA: Tarifa 1. Tarifas residencial. T1R Uso residencial.**  
Cuadro tarifario vigente para consumos a partir del 1° de Febrero de 2019 hasta el 30 de Abril de 2019 - Aprobado por Resolución N° 13/2019 del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE). (ENERSA, 2019)
- **EPE: Tarifa 1 - Uso Residencial (menor de 20 kW).**  
Cuadro tarifario vigente para consumos a partir del 1 de febrero de 2019. (EPE, Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. Cuadro tarifario para pequeñas demandas urbanas. Residenciales. Uso comercial. Uso Industrial. Febrero 2019, 2019)
- **DPEC: Tarifa residencial común. Pequeñas demandas residenciales. Ahorro de consumo menor al 20% respecto al año 2015.**  
Cuadro tarifario vigente - Aprobado por Resolución DPEC N° 67/19. (DEPC, 2019)
- **EPEC: Tarifa n° 1 – Residencial.**

Cuadro Tarifario con vigencia a partir del 01/02/2019 - Resolución General ERSEP N° 01/2019. (EPEC, Empresa Provincial de la Energía de Córdoba. Resolución ERSEP N° 01/2019. Cuadro tarifario. Tarifa N° 1 Residencial., 2019).

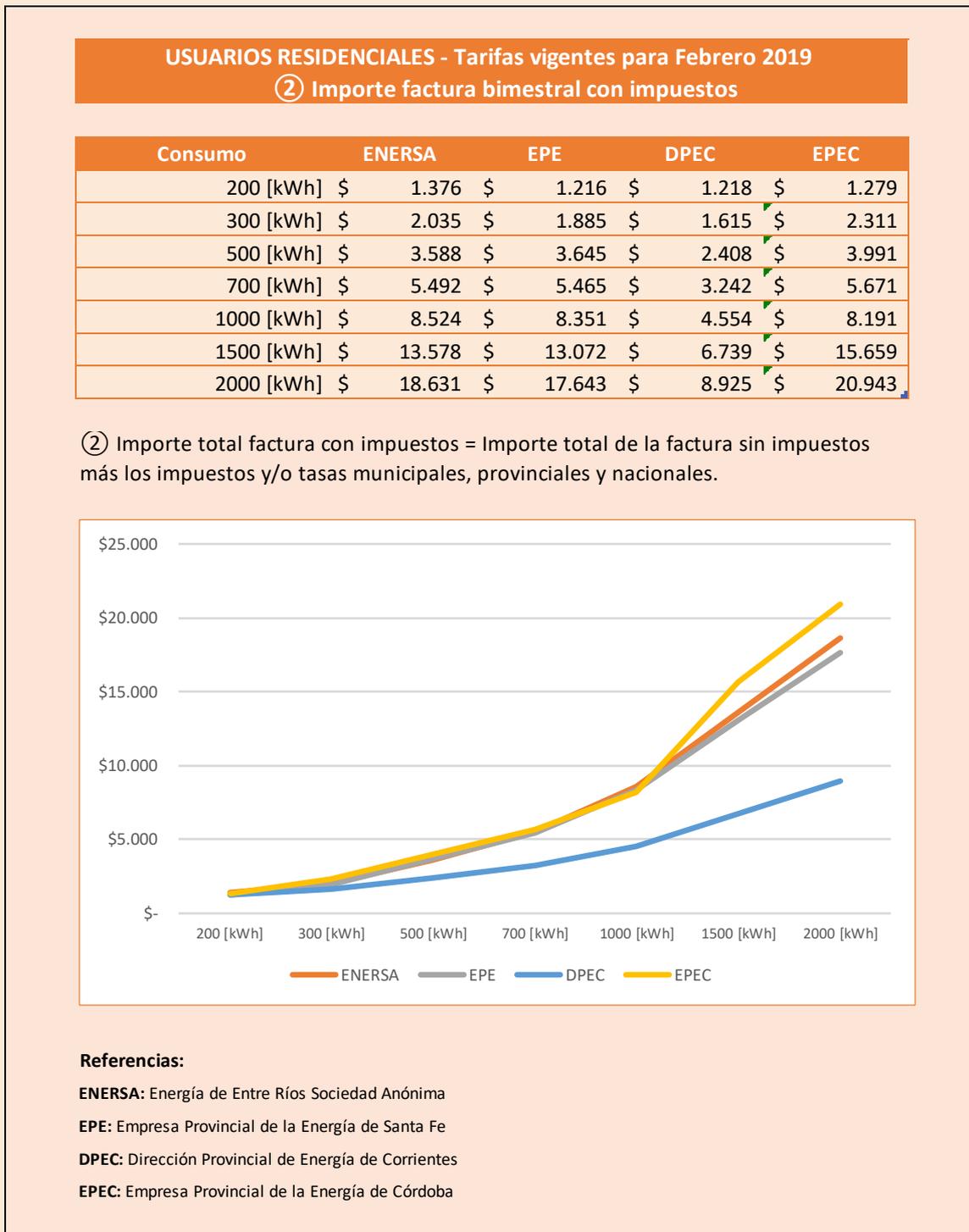
Tabla 11: Comparativa de tarifas residenciales para distintos consumos (sin imp., feb 2019)



Análisis:

- ✓ Para consumos hasta 1.000 kWh se observan importes similares en las distribuidoras de Entre Ríos, Córdoba y Santa Fe.
- ✓ En consumos superiores a 1.000 kWh la distribuidora de Córdoba supera a todas.
- ✓ La distribuidora de Corrientes tiene valores más baratos que las tres restantes para cualquier consumo residencial.
- ✓ La distribuidora de Córdoba tiene valores más caros que las tres restantes para cualquier consumo residencial.

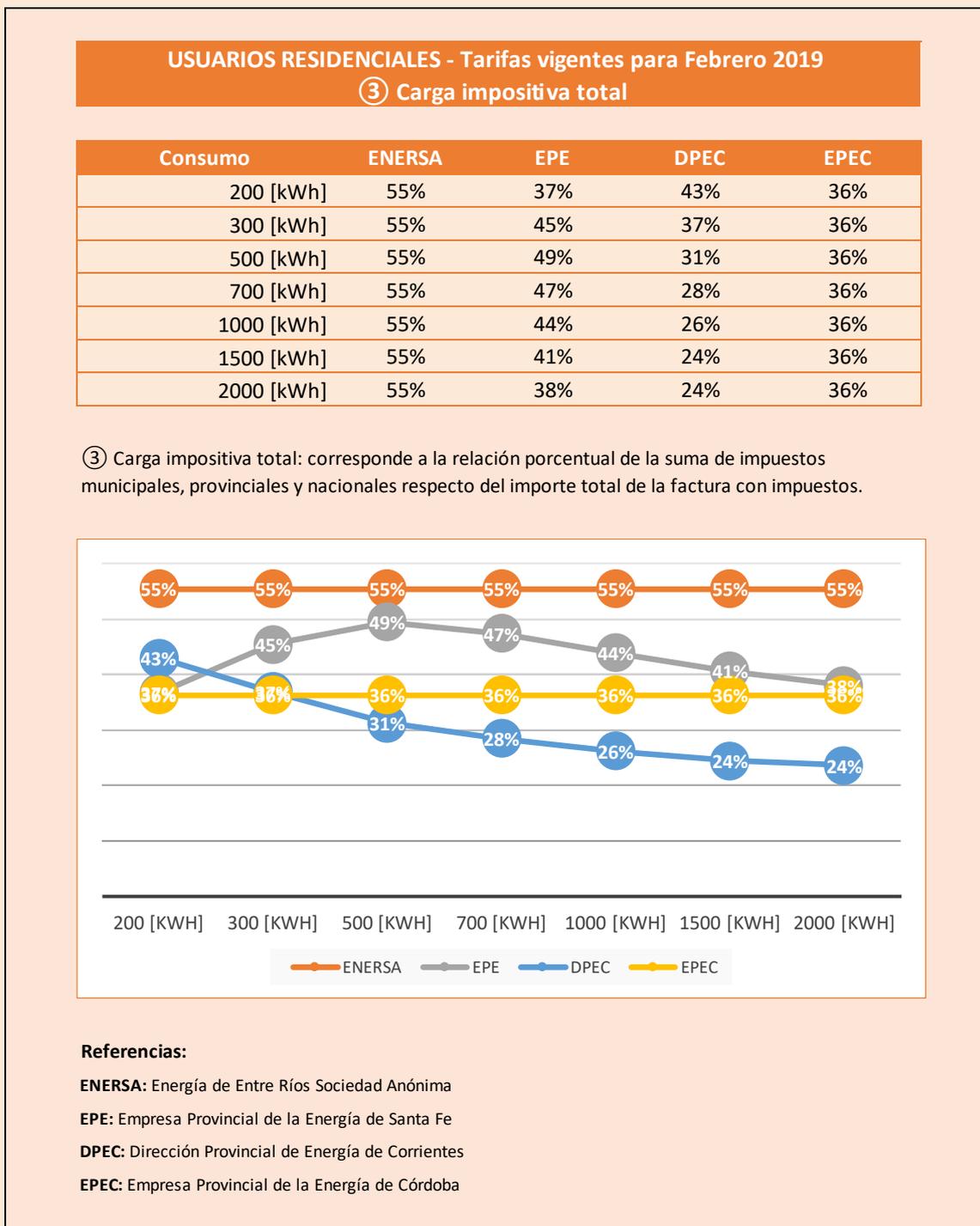
Tabla 12: Comparativa de tarifas residenciales para distintos consumos (con imp., feb 2019)



Análisis:

- ✓ Para consumos hasta 1.000 kWh se observan importes similares en las distribuidoras de Entre Ríos, Córdoba y Santa Fe.
- ✓ En consumos superiores a 1.000 kWh la distribuidora de Córdoba supera a todas.
- ✓ La distribuidora de Corrientes tiene valores más baratos que las tres restantes para cualquier consumo residencial.

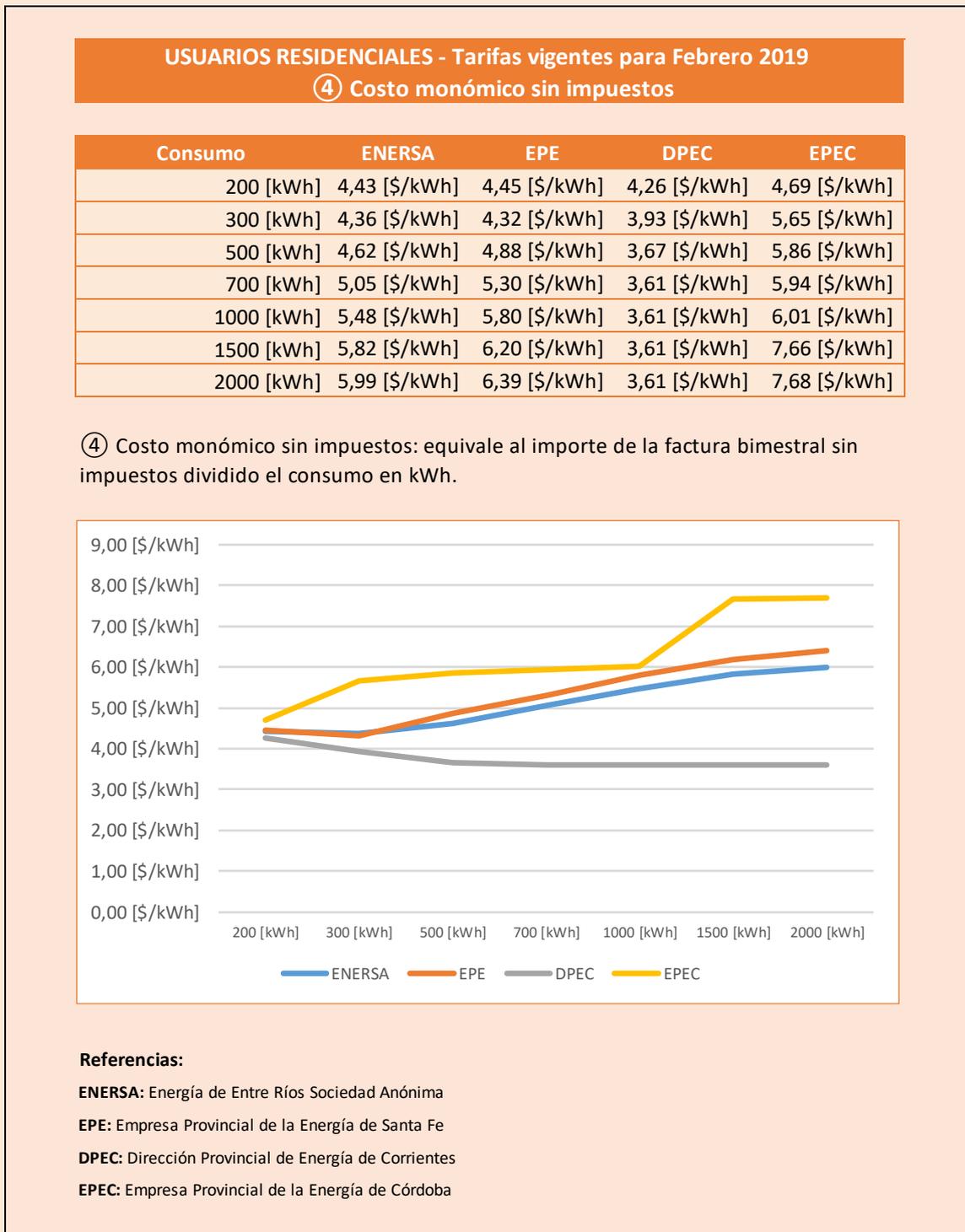
Tabla 13: Comparativa de la carga impositiva total en tarifas residenciales para distintos consumos



**Análisis:**

- ✓ La mayor carga impositiva, 56%, se observa para Entre Ríos. Otra distribuidora con carga impositiva constante es EPEC, 36%.
- ✓ Es variable en EPE, llegando a un máximo de 49% para un consumo de 500 kWh.
- ✓ La distribuidora de Corrientes tiene carga impositiva decreciente, siendo mayor en consumos más bajos.

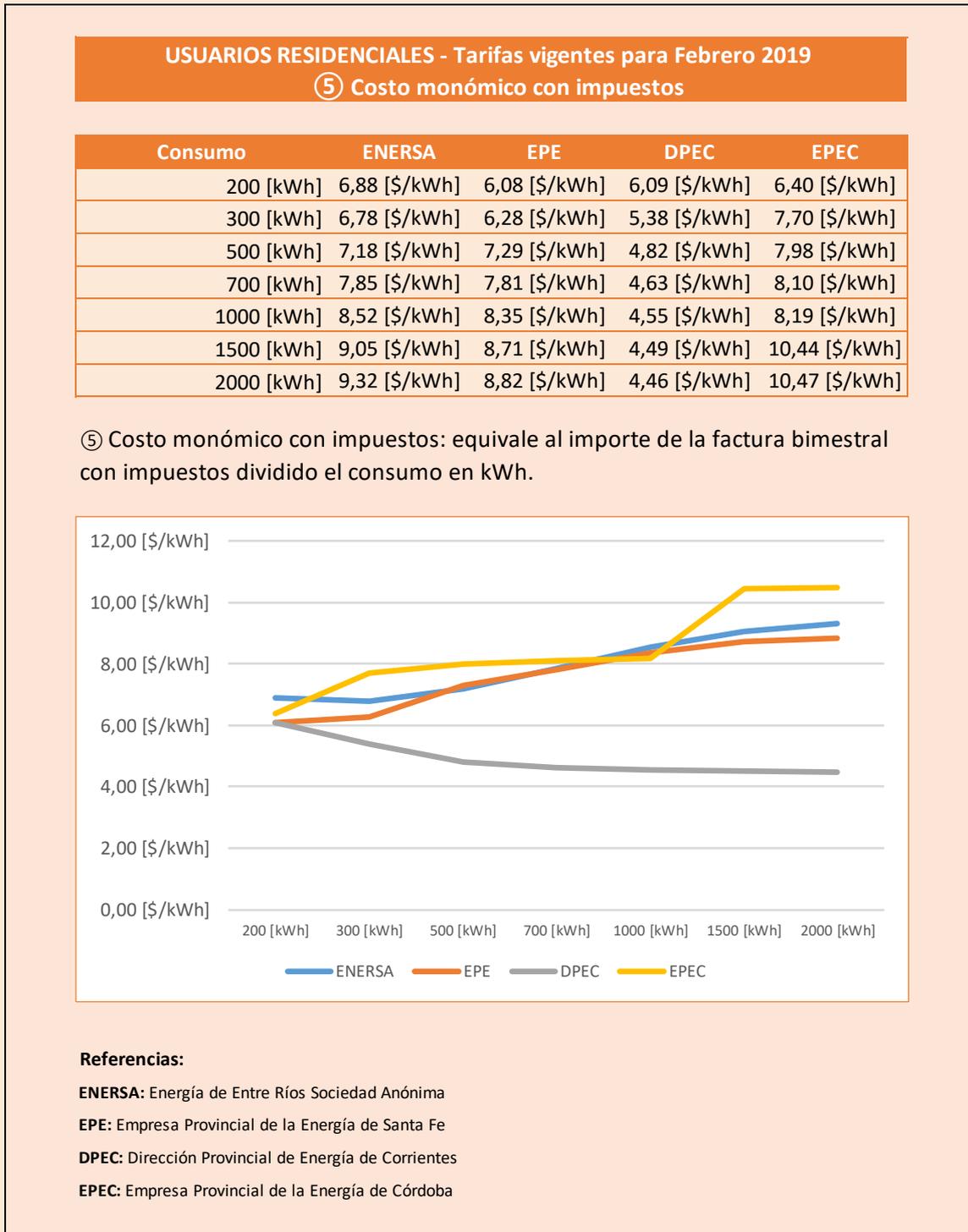
Tabla 14: Comparativa del costo monómico de tarifas residenciales para distintos consumos (sin imp., feb 2019)



## Análisis:

- ✓ Entre Ríos, Córdoba y Santa Fe tienen costos monómicos crecientes, Corrientes decrecientes.
- ✓ La de mayor monómico es Córdoba, observando un tramo, entre 300 y 1000 kWh, donde es constante e igual a 6 \$/kWh.
- ✓ Son similares los monómicos de Santa Fe y Entre Ríos.

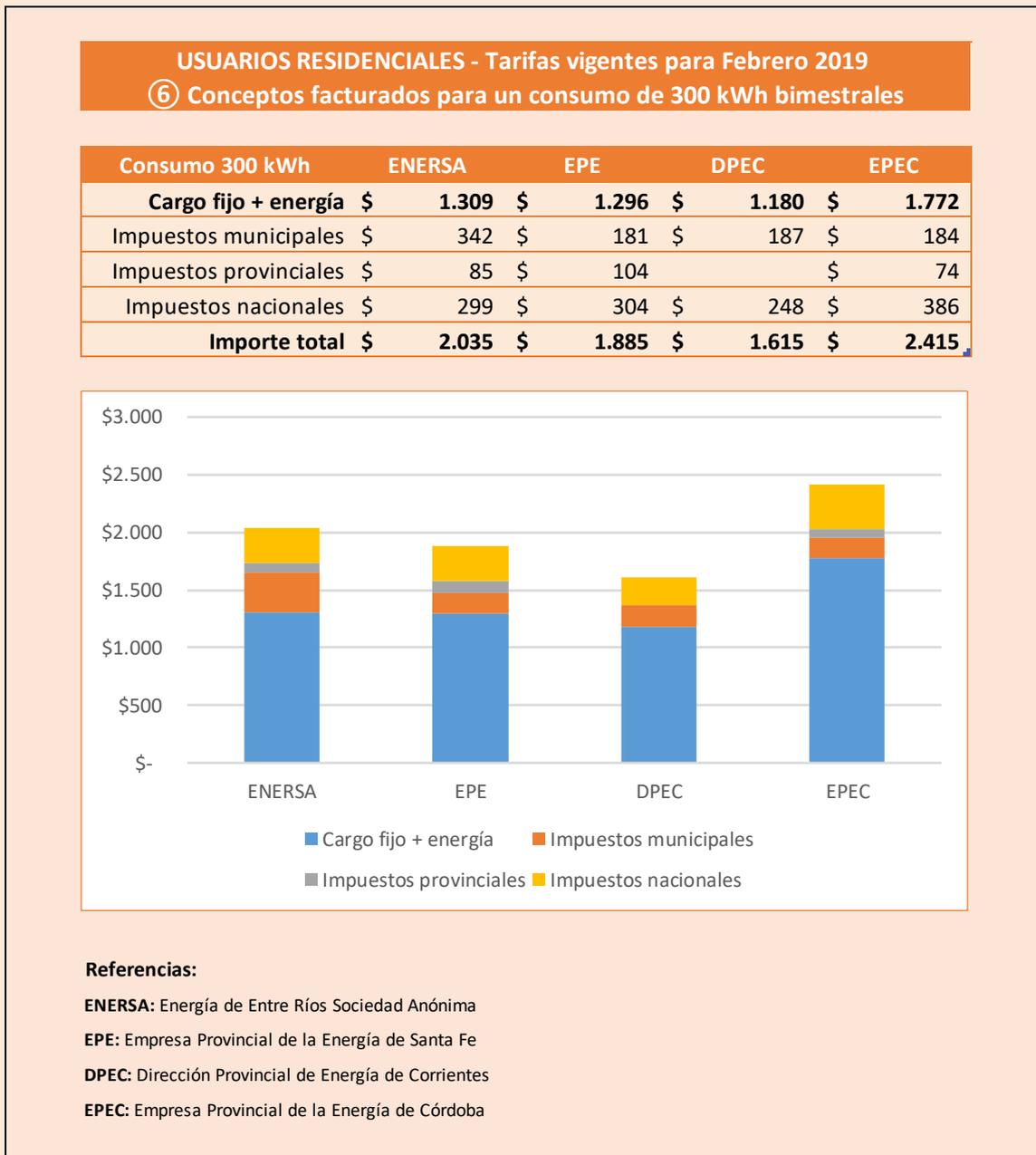
Tabla 15: Comparativa del costo monómico de tarifas residenciales para distintos consumos (con imp., feb 2019)



Análisis:

- ✓ Entre Ríos, Córdoba y Santa Fe tienen costos monómicos crecientes, Corrientes decrecientes.
- ✓ La de mayor monómico es Córdoba, observando un tramo, entre 300 y 1000 kWh, donde es constante e igual a 8 \$/kWh.
- ✓ Son muy similares los monómicos de Santa Fe y Entre Ríos.

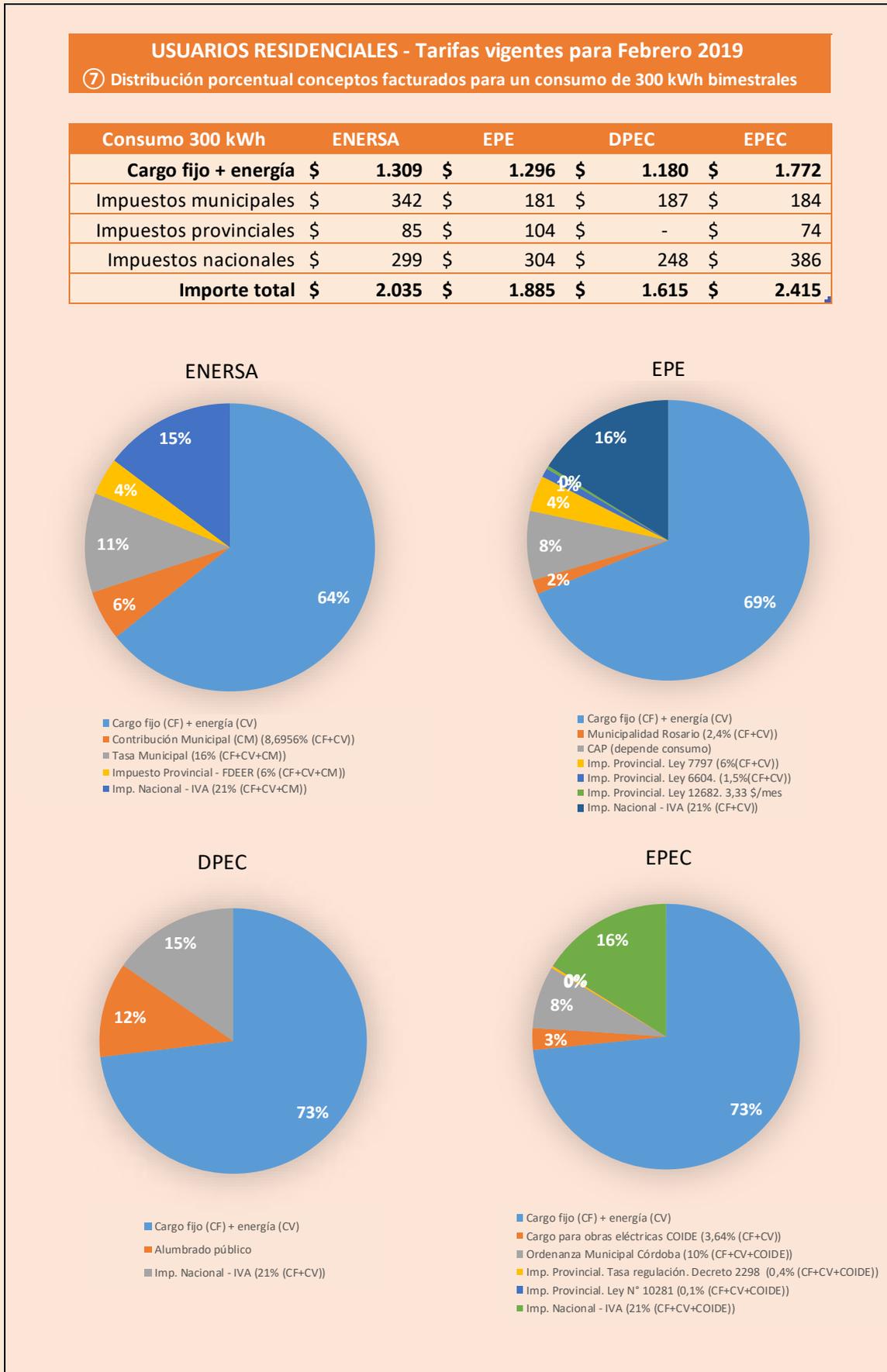
Tabla 16: Comparativa de distintos conceptos facturados tarifa residencial, consumo 300 kWh (feb. 2019)



## Análisis:

- ✓ Los componentes de la energía más el cargo fijo en Entre Ríos y Santa son muy similares, siendo el importe total de ENERSA mayor debido a su alta carga impositiva.
- ✓ Córdoba es la distribuidora con casi un 25% más cara que Santa Fe y Entre Ríos.
- ✓ Corrientes es la más barata que el resto.

Tabla 17: Comparativa de la distribución porcentual de distintos conceptos facturados tarifa residencial, consumo 300 kWh (feb. 2019)





**Resultados de las comparativas de tarifas**

---

**Usuarios comerciales**

## 3. Comparativa de tarifas comerciales

### Metodología

Se hacen comparaciones para los consumos comerciales bimestrales de 800 [kWh], 2.400 [kWh], 6.000 [kWh], 8.000 [kWh], 10.000 [kWh] y 15000 [kWh], presentando los resultados en distintas tablas que obedecen al siguiente grado de apertura:

1. Importe facturado sin impuestos.
2. Importe facturado con impuestos.
3. Carga impositiva discriminada por nivel gubernamental (municipal, provincial, nacional).
4. Costo monómico sin impuestos.
5. Costo monómico con impuestos.
6. Para un consumo típico de 2.000 kWh bimestral se muestran los distintos conceptos, mostrándolos comparativamente en gráficas de barras y de tortas.

Cada tabla contiene:

- ✓ El título de la comparación que se realiza.
- ✓ Una tabla que muestre para los distintos consumos los valores calculados susceptibles de comparación.
- ✓ La fórmula que explica cómo se calcula el ítem que se está comparando.
- ✓ Una gráfica de los valores calculados.

### Fuente de información

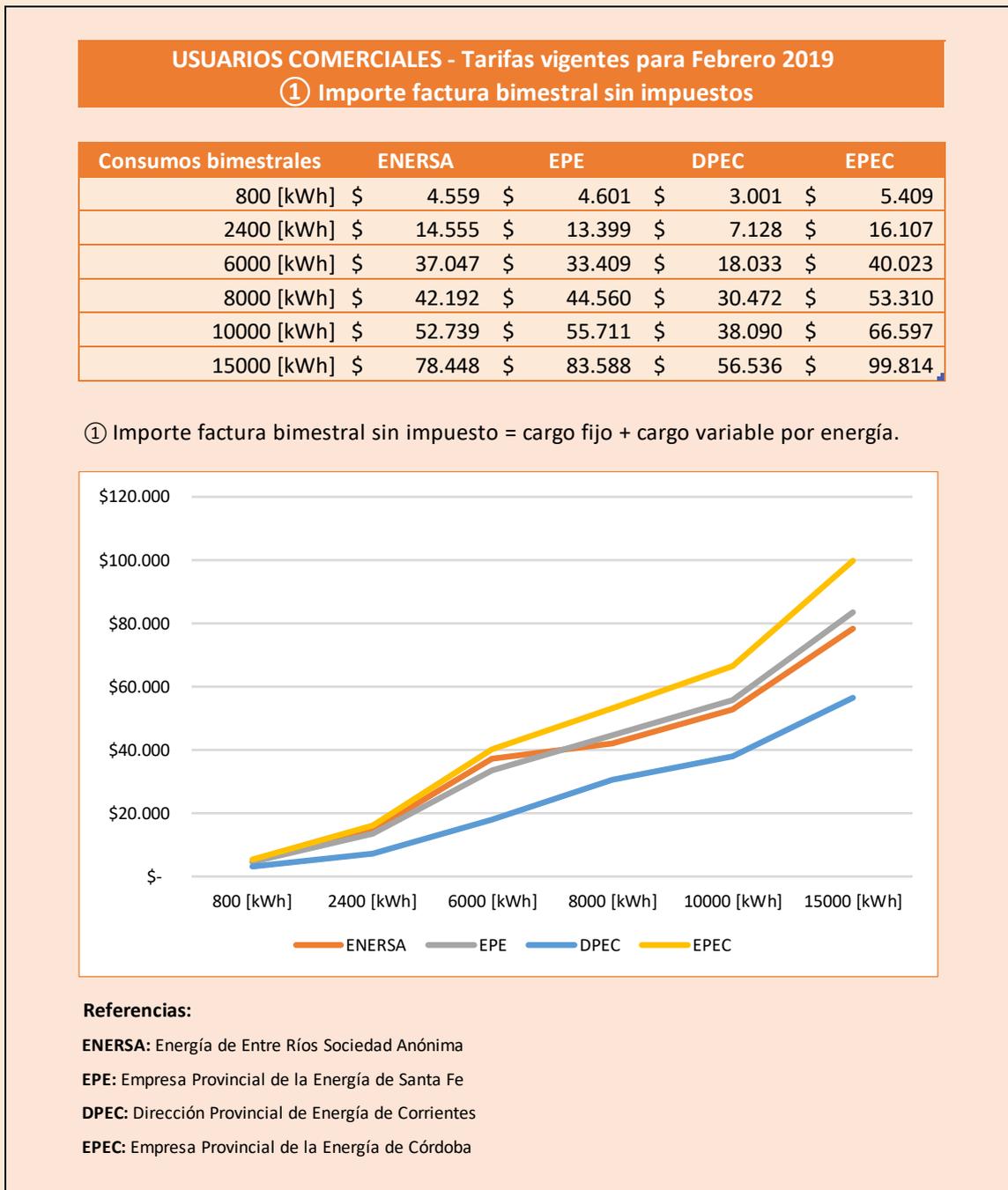
La comparación de tarifas comerciales se realiza para los cuadros tarifarios aprobados por las empresas distribuidoras y que obedecen al siguiente detalle:

- ENERSA: **Tarifa 1. Pequeñas demandas. T1-G Uso General:** para los consumos de 800 [kWh], 2.400 [kWh] y 6.000 [kWh]. **Tarifa 2. Medianas demandas:** para los consumos de 8.000 [kWh], 10.000 [kWh] y 15000 [kWh].  
Cuadro tarifario vigente para consumos a partir del 1° de Febrero de 2019 hasta el 30 de Abril de 2019 - Aprobado por Resolución N° 13/2019 del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE). (ENERSA, 2019)
- EPE: **Tarifa UC Uso Comercial (menor de 50 kW).**  
Cuadro tarifario vigente para consumos a partir del 1 de febrero de 2019. (EPE, Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. Cuadro tarifario para pequeñas demandas urbanas. Residenciales. Uso comercial. Uso Industrial. Febrero 2019, 2019)
- DPEC: **Pequeñas demandas servicios generales. Comercial:** para los consumos de 800 [kWh], 2.400 [kWh] y 6.000 [kWh]. **Medianas demandas. Potencia convenida desde 10 kW no mayor a 50 kW:** para los consumos de 8.000 [kWh], 10.000 [kWh] y 15000 [kWh].  
Cuadro tarifario vigente - Aprobado por Resolución DPEC N° 67/19. (DEPC, 2019)

- **EPEC: Tarifa 2. General y de Servicios.**

Cuadro Tarifario con vigencia a partir del 01/02/2019 - Resolución General ERSEP N° 01/2019. (EPEC, 2019).

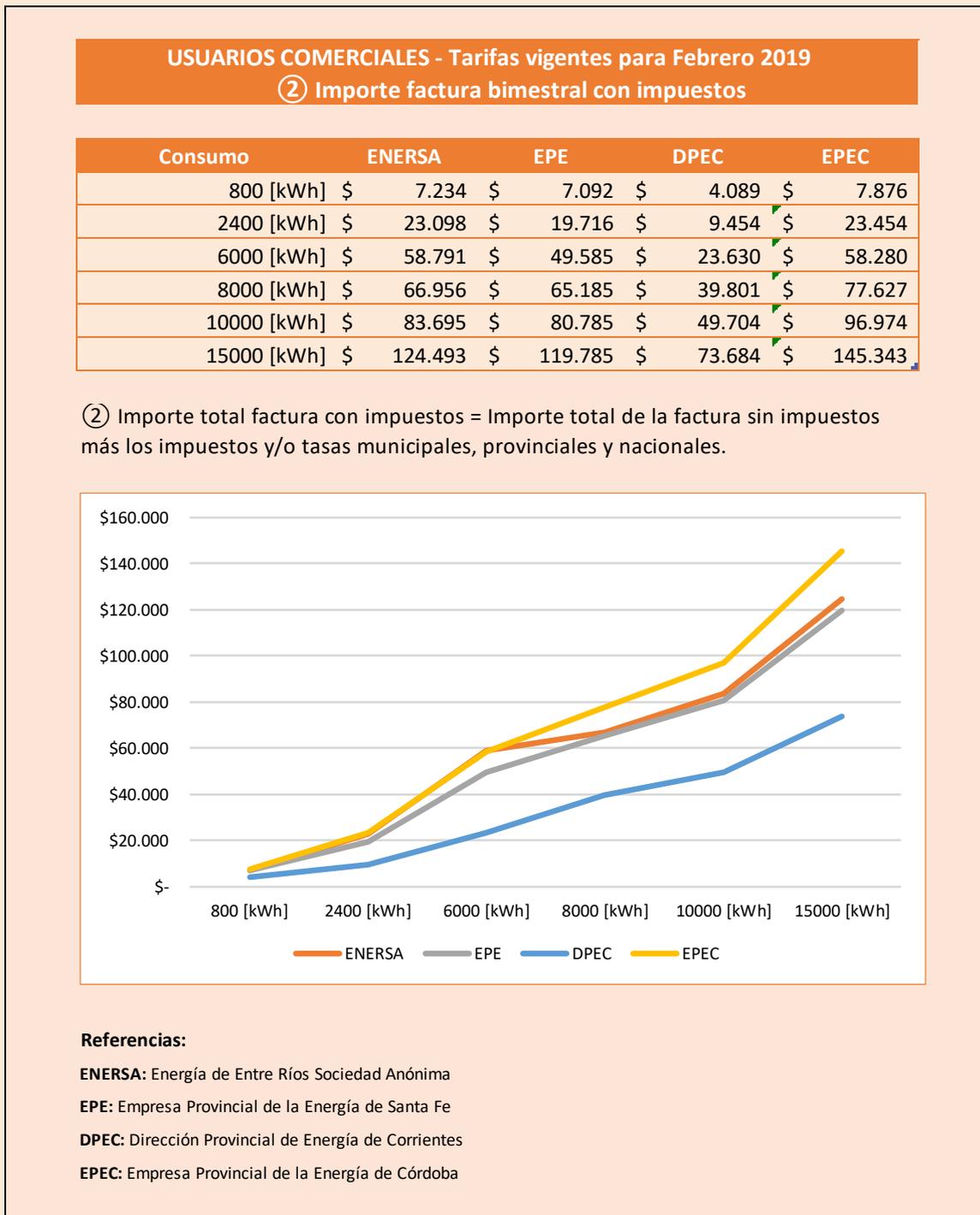
Tabla 18: Comparativa de tarifas comerciales para distintos consumos (sin imp., feb 2019)



## Análisis:

- ✓ Para consumos hasta 6.000 kWh se observan importes similares en las distribuidoras de Entre Ríos, Córdoba y Santa Fe.
- ✓ En consumos superiores a 6.000 kWh la distribuidora de Córdoba supera a todas.
- ✓ La distribuidora de Corrientes tiene valores más baratos que las tres restantes para cualquier consumo comercial.
- ✓ La distribuidora de Córdoba tiene valores más caros que las tres restantes para cualquier consumo comercial.

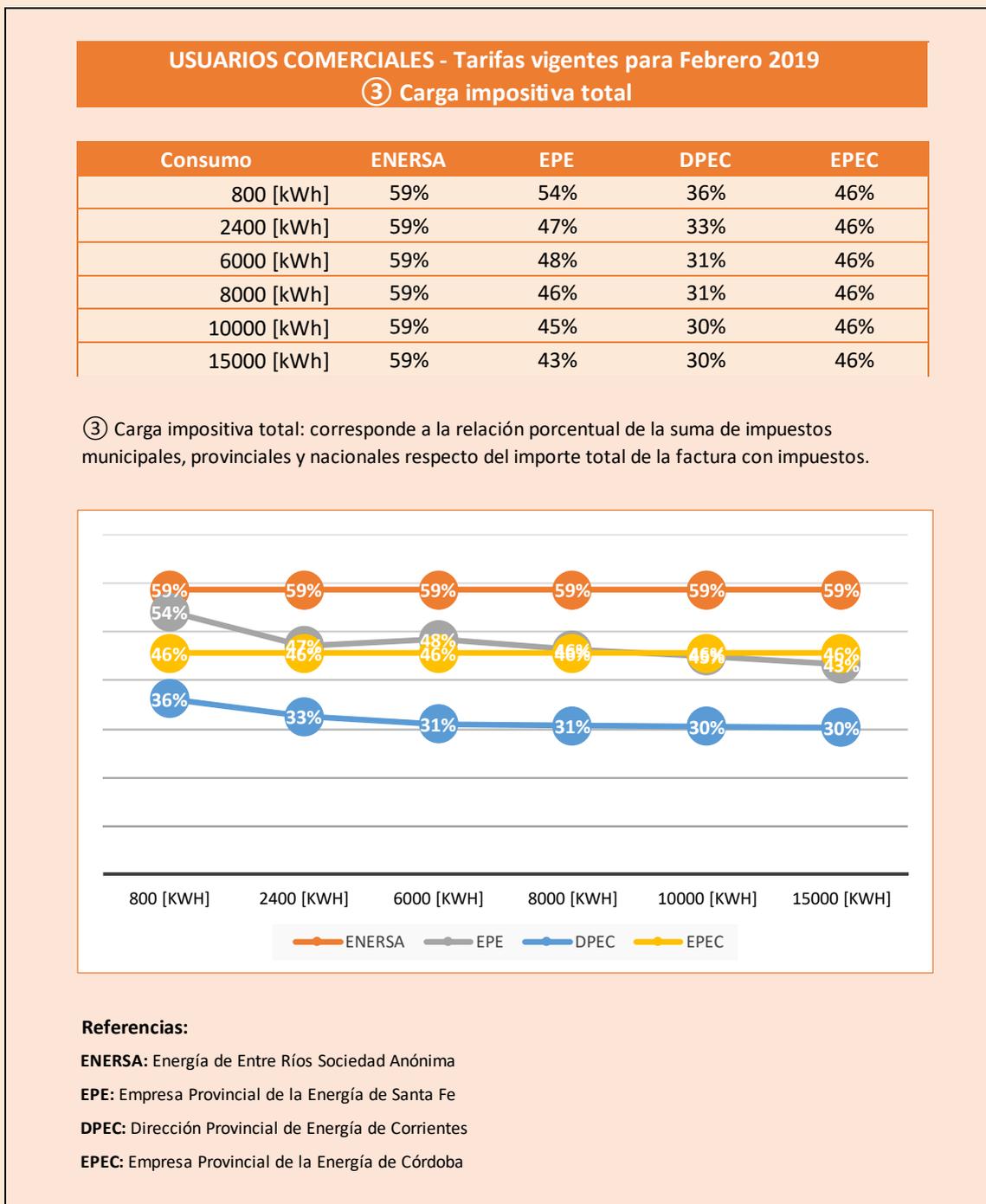
Tabla 19: Comparativa de tarifas comerciales para distintos consumos (con imp., feb 2019)



## Análisis:

- ✓ Para consumos hasta 6.000 kWh se observan importes similares en las distribuidoras de Entre Ríos, Córdoba y Santa Fe.
- ✓ En consumos superiores a 6.000 kWh la distribuidora de Córdoba supera a todas.
- ✓ La distribuidora de Corrientes tiene valores más baratos que las tres restantes para cualquier consumo comercial.

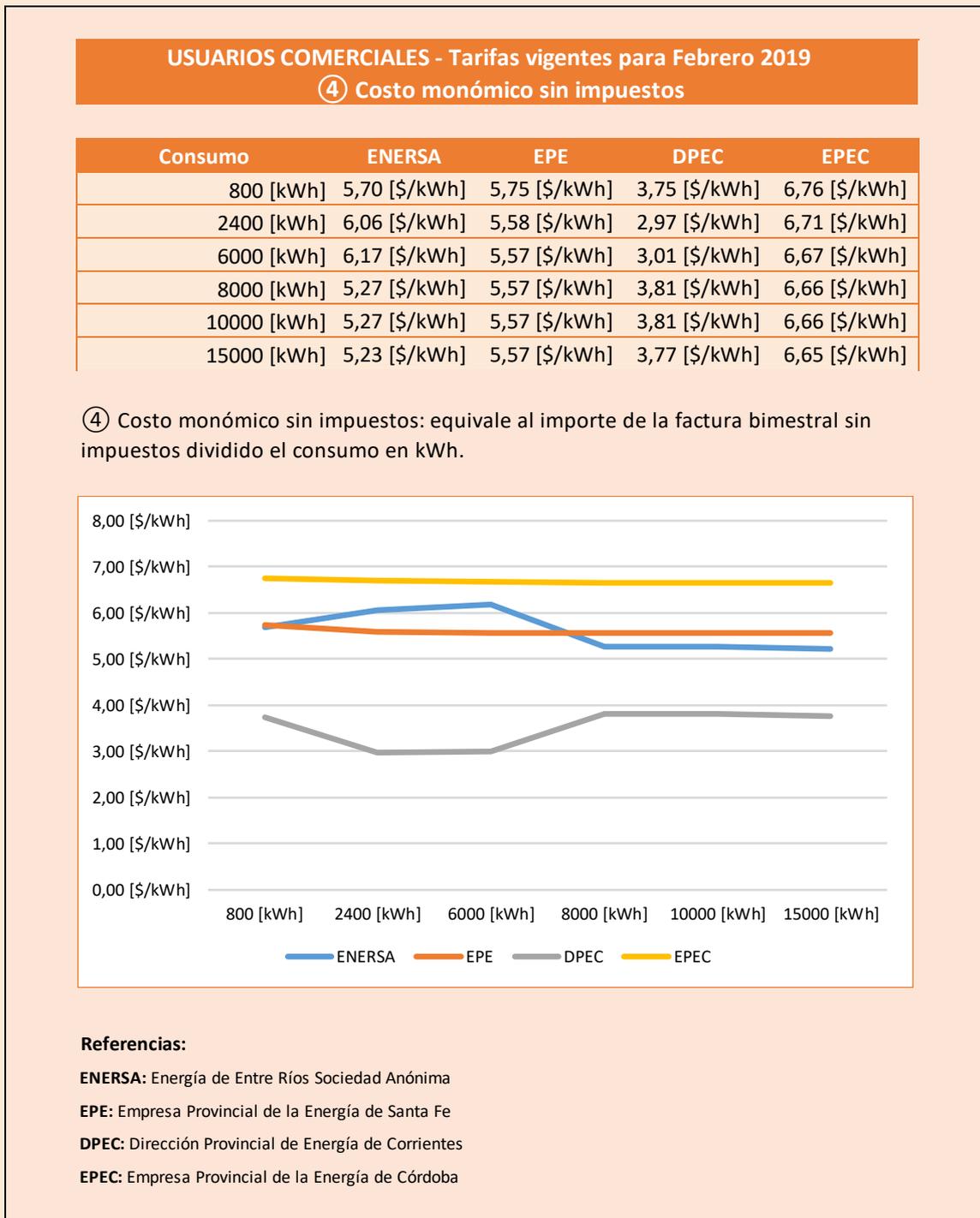
Tabla 20: Comparativa de la carga impositiva total en tarifas comerciales para distintos consumos



## Análisis:

- ✓ Téngase en cuenta que el dentro de la carga impositiva se encuentra el IVA que se toma como crédito fiscal.
- ✓ La mayor carga impositiva, 59%, se observa para Entre Ríos. Otra distribuidora con carga impositiva constante es EPEC, 46%. Es variable en EPE, arrancando con un máximo de 54% para un consumo de 800 kWh.
- ✓ La distribuidora de Corrientes tiene carga impositiva decreciente, siendo plano a partir de los 6.000 kWh para situarse en el 30%.

Tabla 21: Comparativa del costo monómico de tarifas comerciales para distintos consumos (sin imp., feb 2019)



## Análisis:

- ✓ Córdoba y Santa Fe tienen costos monómicos prácticamente constantes, situándose en 6,50 \$/kWh para la primera y 5,60 \$/kWh para la segunda.
- ✓ En Entre Ríos, el costo monómico se encuentra entre 5 y 6 \$/kWh.
- ✓ En Corrientes, el costo monómico se encuentra entre 3 y 4 \$/kWh.

Tabla 22: Comparativa del costo monómico de tarifas comerciales para distintos consumos (con imp., feb 2019)

USUARIOS COMERCIALES - Tarifas vigentes para Febrero 2019				
⑤ Costo monómico con impuestos				
Consumo	ENERSA	EPE	DPEC	EPEC
800 [kWh]	9,04 [\$/kWh]	8,87 [\$/kWh]	5,11 [\$/kWh]	9,84 [\$/kWh]
2400 [kWh]	9,62 [\$/kWh]	8,22 [\$/kWh]	3,94 [\$/kWh]	9,77 [\$/kWh]
6000 [kWh]	9,80 [\$/kWh]	8,26 [\$/kWh]	3,94 [\$/kWh]	9,71 [\$/kWh]
8000 [kWh]	8,37 [\$/kWh]	8,15 [\$/kWh]	4,98 [\$/kWh]	9,70 [\$/kWh]
10000 [kWh]	8,37 [\$/kWh]	8,08 [\$/kWh]	4,97 [\$/kWh]	9,70 [\$/kWh]
15000 [kWh]	8,30 [\$/kWh]	7,99 [\$/kWh]	4,91 [\$/kWh]	9,69 [\$/kWh]

⑤ Costo monómico con impuestos: equivale al importe de la factura bimestral con impuestos dividido el consumo en kWh.

**Referencias:**

**ENERSA:** Energía de Entre Ríos Sociedad Anónima

**EPE:** Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe

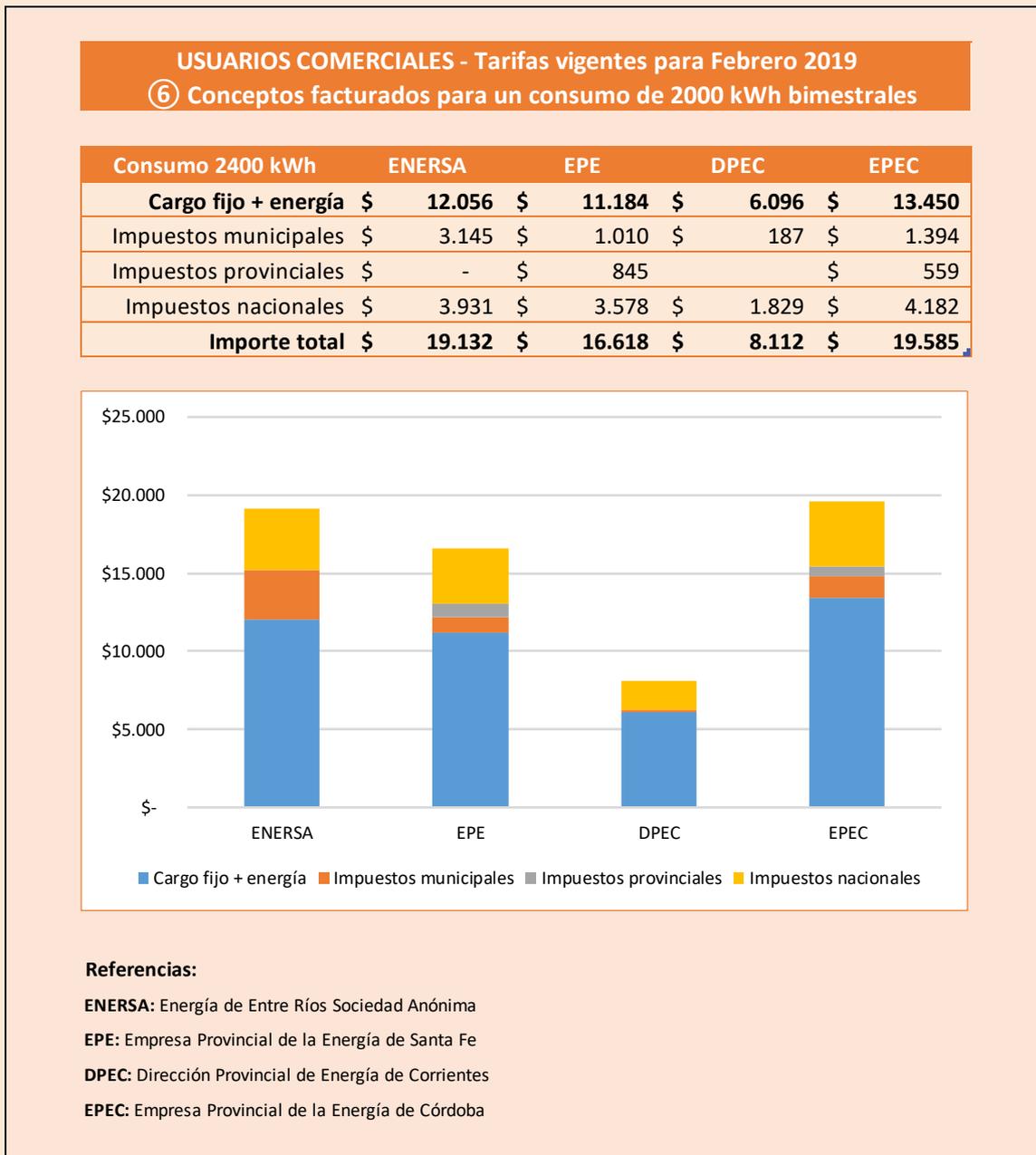
**DPEC:** Dirección Provincial de Energía de Corrientes

**EPEC:** Empresa Provincial de la Energía de Córdoba

## Análisis:

- ✓ Córdoba y Santa Fe tienen costos monómicos prácticamente constantes, situándose en 10 \$/kWh para la primera y 8 \$/kWh para la segunda, producto de la carga impositiva.
- ✓ En Entre Ríos, el costo monómico se encuentra entre 10 y 8 \$/kWh.
- ✓ En Corrientes, el costo monómico se encuentra entre 4 y 5 \$/kWh.

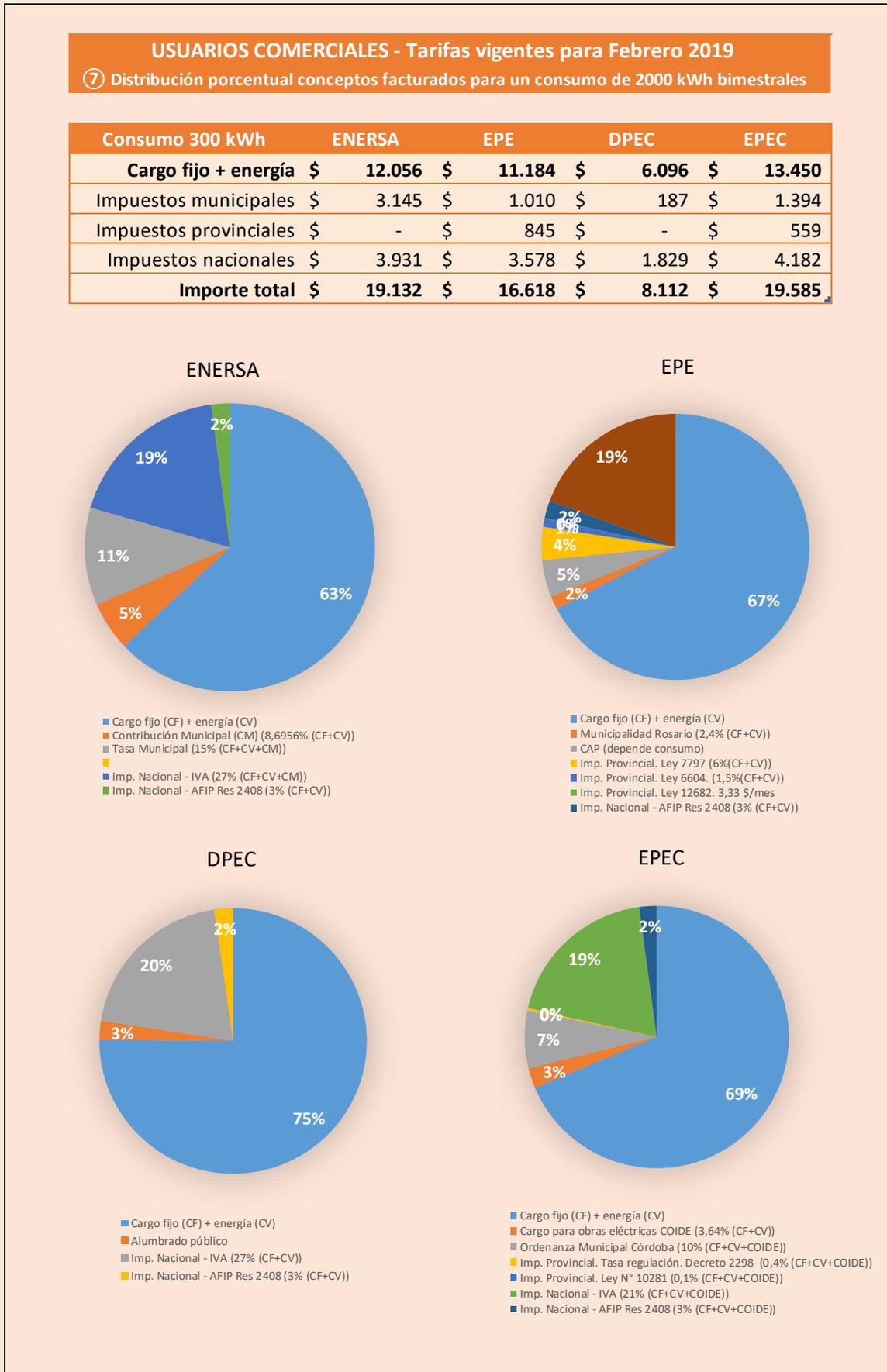
Tabla 23: Comparativa de distintos conceptos facturados tarifa comercial, consumo 2.000 kWh (feb. 2019)



## Análisis:

- ✓ Los componentes de la energía más el cargo fijo en Entre Ríos y Santa Fe son muy similares, siendo el importe total de ENERSA mayor debido a su alta carga impositiva.
- ✓ Córdoba es la distribuidora un poco más cara que Santa Fe y Entre Ríos.
- ✓ Corrientes es la más barata que el resto.

Tabla 24: Comparativa de la distribución porcentual de distintos conceptos facturados tarifa comercial, consumo 2.000 kWh (feb. 2019)





**Resultados de las comparativas de tarifas**

---

**Usuarios industriales**

## 4. Comparativa de tarifas industriales

### Metodología

Se hacen comparaciones para los consumos industriales bimestrales de 800 [kWh], 2.400 [kWh], 6.000 [kWh], 8.000 [kWh], 10.000 [kWh] y 15000 [kWh], presentando los resultados en distintas tablas que obedecen al siguiente grado de apertura:

1. Importe facturado sin impuestos.
2. Importe facturado con impuestos.
3. Carga impositiva discriminada por nivel gubernamental (municipal, provincial, nacional).
4. Costo monómico sin impuestos.
5. Costo monómico con impuestos.
6. Para un consumo típico de 2.000 kWh bimestral se muestran los distintos conceptos, mostrándolos comparativamente en gráficas de barras y de tortas.

Cada tabla contiene:

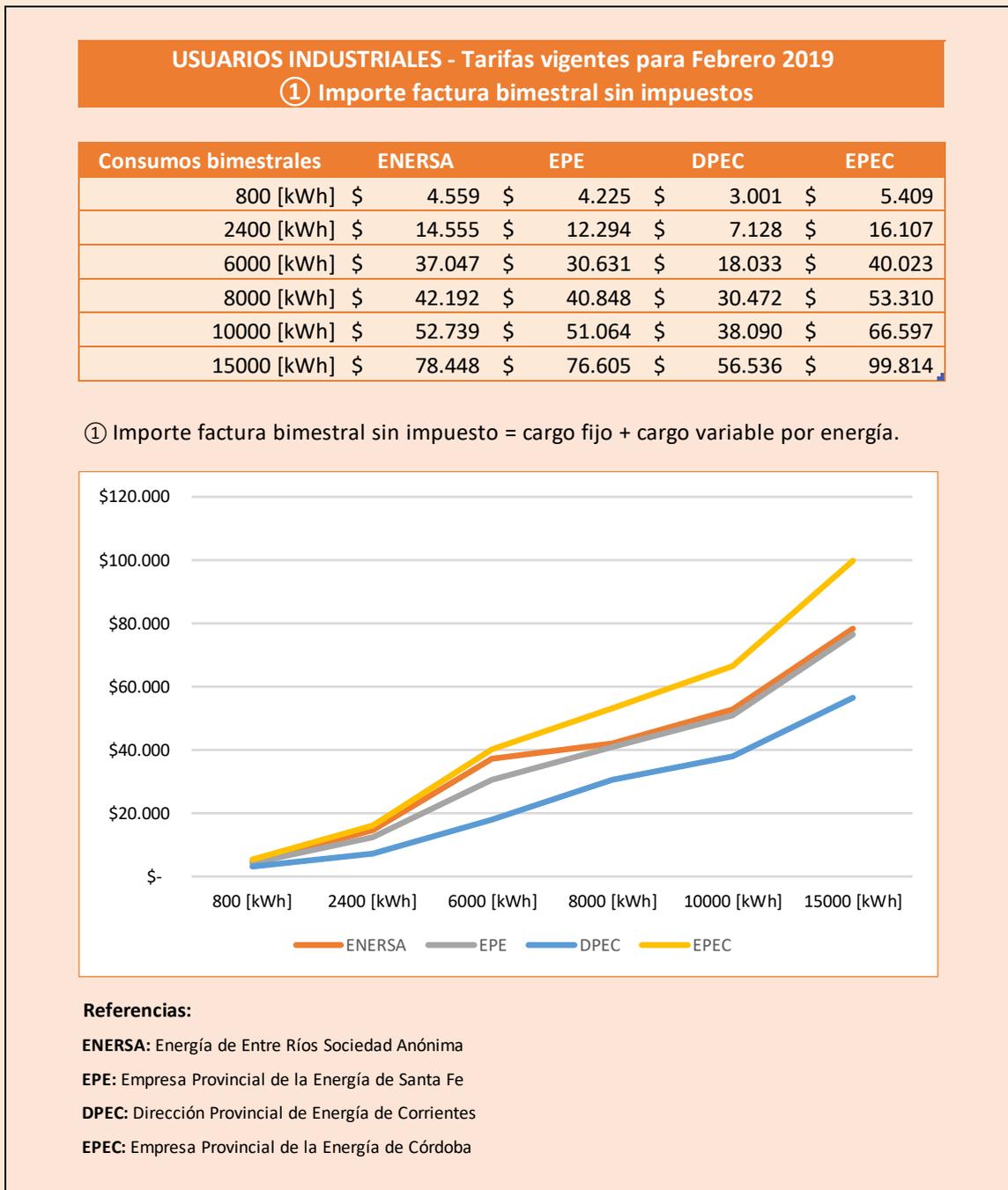
- ✓ El título de la comparación que se realiza.
- ✓ Una tabla que muestre para los distintos consumos los valores calculados susceptibles de comparación.
- ✓ La fórmula que explica cómo se calcula el ítem que se está comparando.
- ✓ Una gráfica de los valores calculados.

### Fuente de información

La comparación de tarifas industriales se realiza para los cuadros tarifarios que corresponden a los aprobados por las empresas distribuidoras y que obedecen al siguiente detalle:

- ENERSA: **Tarifa 1. Pequeñas demandas. T1-G Uso General:** para los consumos de 800 [kWh], 2.400 [kWh] y 6.000 [kWh]. **Tarifa 2. Medianas demandas:** para los consumos de 8.000 [kWh], 10.000 [kWh] y 15000 [kWh].  
Cuadro tarifario vigente para consumos a partir del 1° de Febrero de 2019 hasta el 30 de Abril de 2019 - Aprobado por Resolución N° 13/2019 del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE). (ENERSA, 2019)
- EPE: **Tarifa UI Uso Industrial (menor de 50 kW).**  
Cuadro tarifario vigente para consumos a partir del 1 de febrero de 2019. (EPE, 2019)
- DPEC: **Pequeñas demandas servicios generales. Industrial:** para los consumos de 800 [kWh], 2.400 [kWh] y 6.000 [kWh]. **Medianas demandas. Potencia convenida desde 10 kW no mayor a 50 kW:** para los consumos de 8.000 [kWh], 10.000 [kWh] y 15000 [kWh].  
Cuadro tarifario vigente - Aprobado por Resolución DPEC N° 67/19. (DEPC, 2019)
- EPEC: **Tarifa 2. General y de Servicios.**  
Cuadro Tarifario con vigencia a partir del 01/02/2019 - Resolución General ERSEP N° 01/2019. (EPEC, 2019)

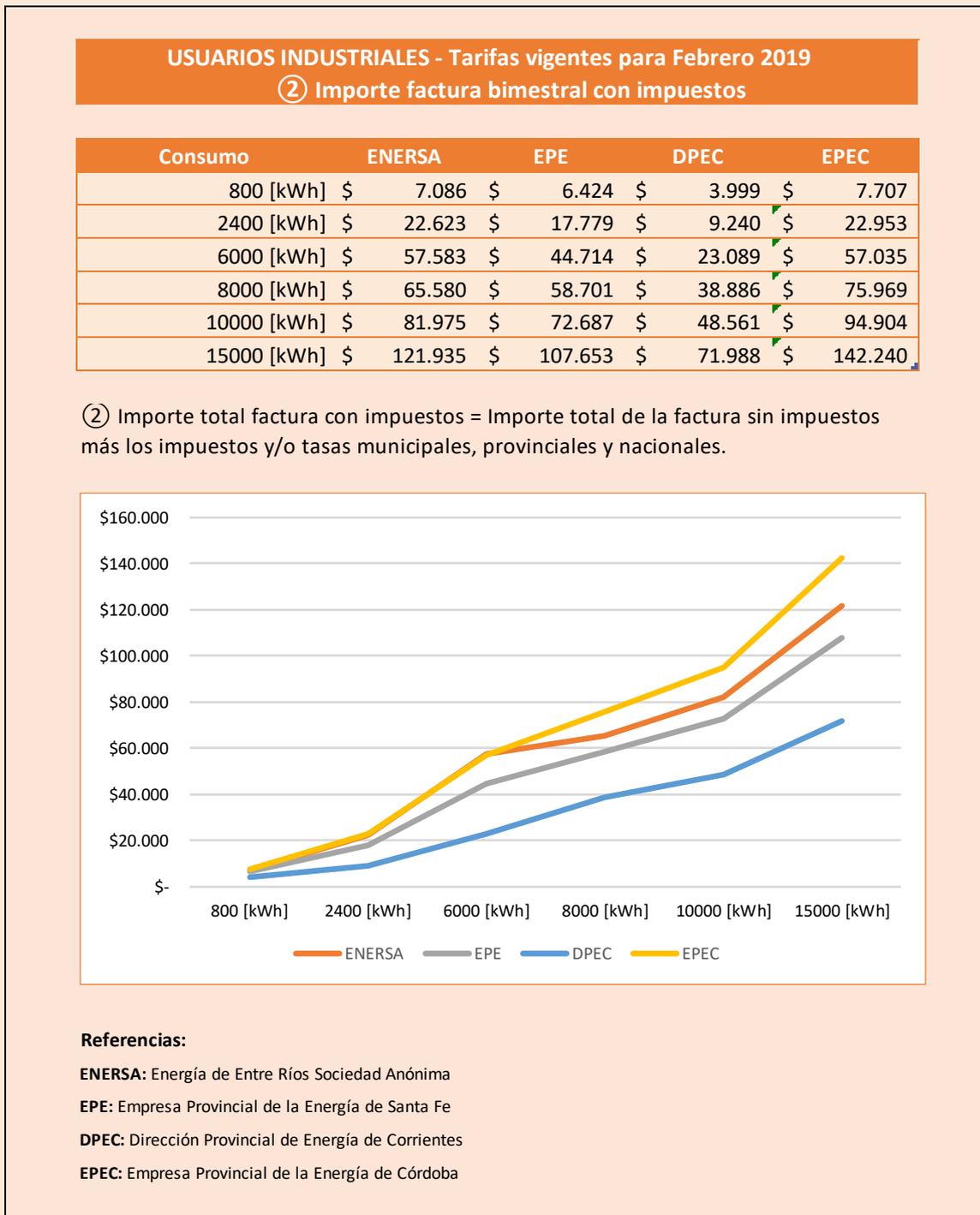
Tabla 25: Comparativa de tarifas industriales para distintos consumos (sin imp., feb 2019)



## Análisis:

- ✓ Para consumos hasta 6.000 kWh se observan importes similares en las distribuidoras de Entre Ríos y Córdoba.
- ✓ En consumos superiores a 6.000 kWh la distribuidora de Córdoba supera a todas.
- ✓ La distribuidora de Corrientes tiene valores más baratos que las tres restantes para cualquier consumo industrial.
- ✓ La distribuidora de Córdoba tiene valores más caros que las tres restantes para cualquier consumo comercial.

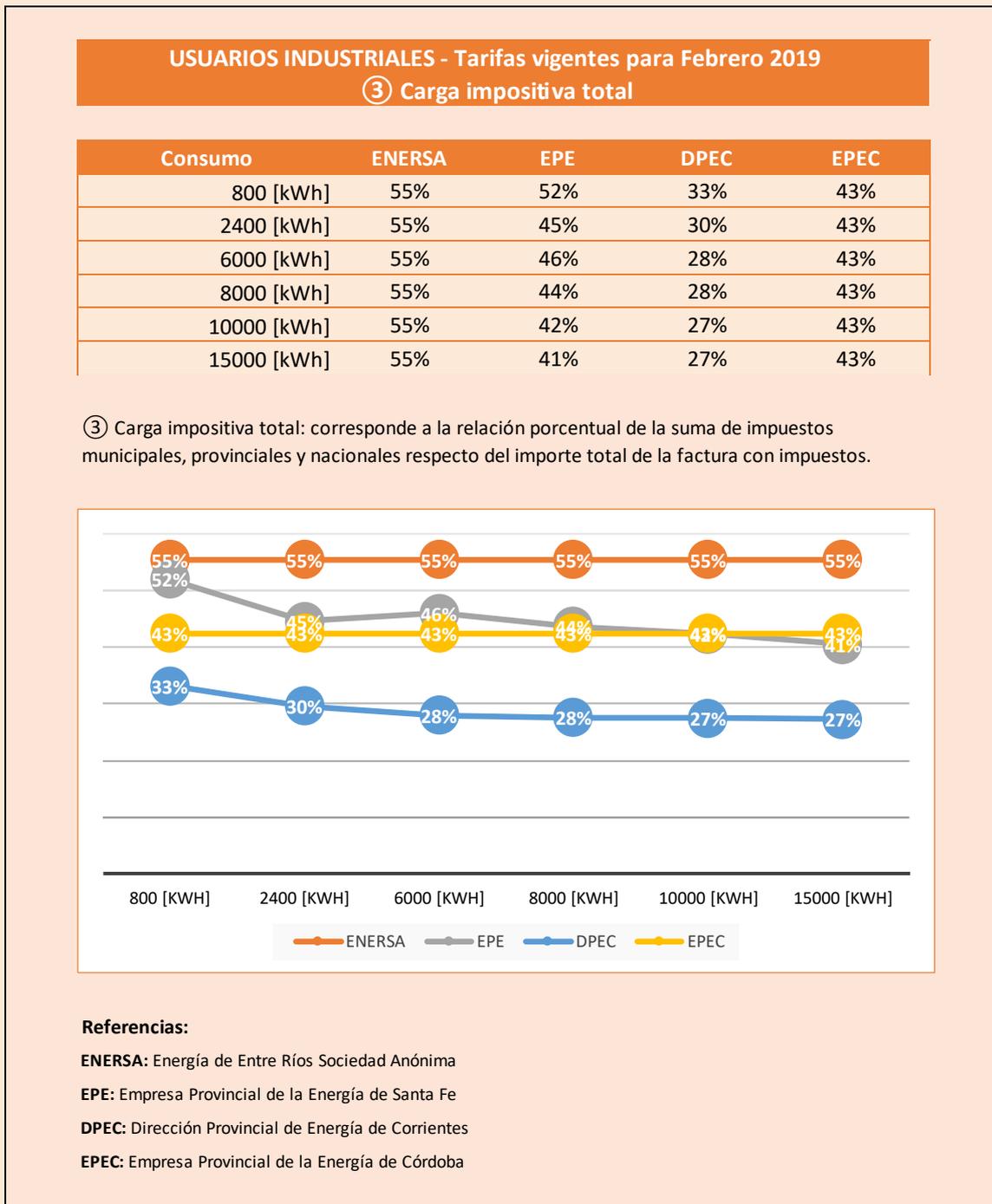
Tabla 26: Comparativa de tarifas industriales para distintos consumos (con imp., feb 2019)



## Análisis:

- ✓ Para consumos hasta 6.000 kWh se observan importes similares en las distribuidoras de Entre Ríos y Córdoba.
- ✓ Santa Fe se encuentra siempre por debajo de Entre Ríos y Córdoba.
- ✓ En consumos superiores a 6.000 kWh la distribuidora de Córdoba supera a todas.
- ✓ La distribuidora de Corrientes tiene valores más baratos que las tres restantes para cualquier consumo comercial.

Tabla 27: Comparativa de la carga impositiva total en tarifas industriales para distintos consumos



## Análisis:

- ✓ Téngase en cuenta que el dentro de la carga impositiva se encuentra el IVA que se toma como crédito fiscal.
- ✓ La mayor carga impositiva, 55%, se observa para Entre Ríos. Otra distribuidora con carga impositiva constante es EPEC, 43%. Es variable en EPE, arrancando con un máximo de 52% para un consumo de 800 kWh.
- ✓ La distribuidora de Corrientes tiene carga impositiva decreciente, siendo plano a partir de los 6.000 kWh para situarse en el 27%.

Tabla 28: Comparativa del costo monómico de tarifas industriales para distintos consumos (sin imp., feb 2019)

USUARIOS INDUSTRIALES - Tarifas vigentes para Febrero 2019				
④ Costo monómico sin impuestos				
Consumo	ENERSA	EPE	DPEC	EPEC
800 [kWh]	5,70 [\$/kWh]	5,28 [\$/kWh]	3,75 [\$/kWh]	6,76 [\$/kWh]
2400 [kWh]	6,06 [\$/kWh]	5,12 [\$/kWh]	2,97 [\$/kWh]	6,71 [\$/kWh]
6000 [kWh]	6,17 [\$/kWh]	5,11 [\$/kWh]	3,01 [\$/kWh]	6,67 [\$/kWh]
8000 [kWh]	5,27 [\$/kWh]	5,11 [\$/kWh]	3,81 [\$/kWh]	6,66 [\$/kWh]
10000 [kWh]	5,27 [\$/kWh]	5,11 [\$/kWh]	3,81 [\$/kWh]	6,66 [\$/kWh]
15000 [kWh]	5,23 [\$/kWh]	5,11 [\$/kWh]	3,77 [\$/kWh]	6,65 [\$/kWh]

④ Costo monómico sin impuestos: equivale al importe de la factura bimestral sin impuestos dividido el consumo en kWh.

**Referencias:**

**ENERSA:** Energía de Entre Ríos Sociedad Anónima

**EPE:** Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe

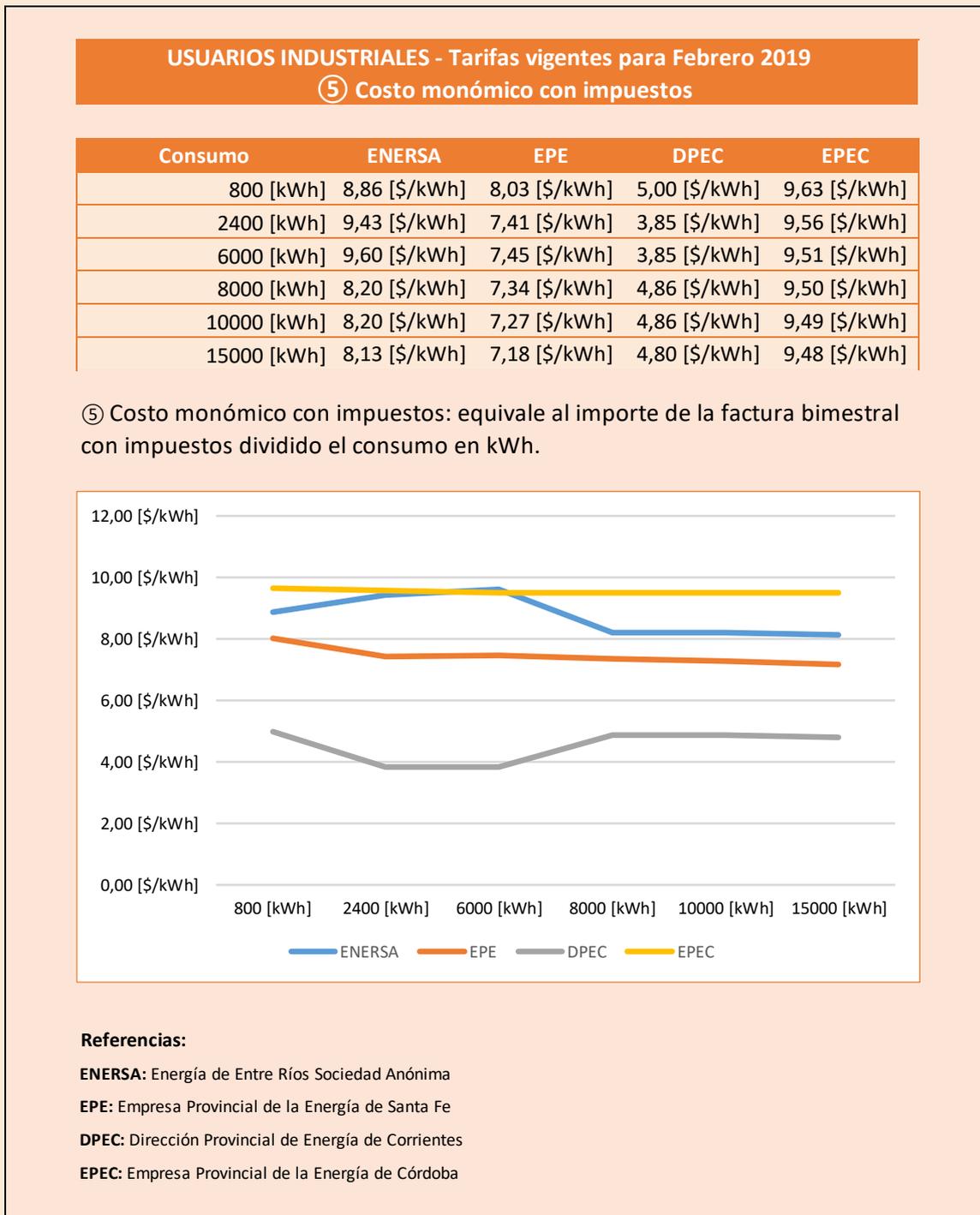
**DPEC:** Dirección Provincial de Energía de Corrientes

**EPEC:** Empresa Provincial de la Energía de Córdoba

## Análisis:

- ✓ Córdoba y Santa Fe tienen costos monómicos prácticamente constantes, situándose en 6,70 \$/kWh para la primera y 5,10 \$/kWh para la segunda.
- ✓ En Entre Ríos, el costo monómico se encuentra entre 5,20 y 6,20 \$/kWh.
- ✓ En Corrientes, el costo monómico se encuentra entre 3 y 4 \$/kWh.

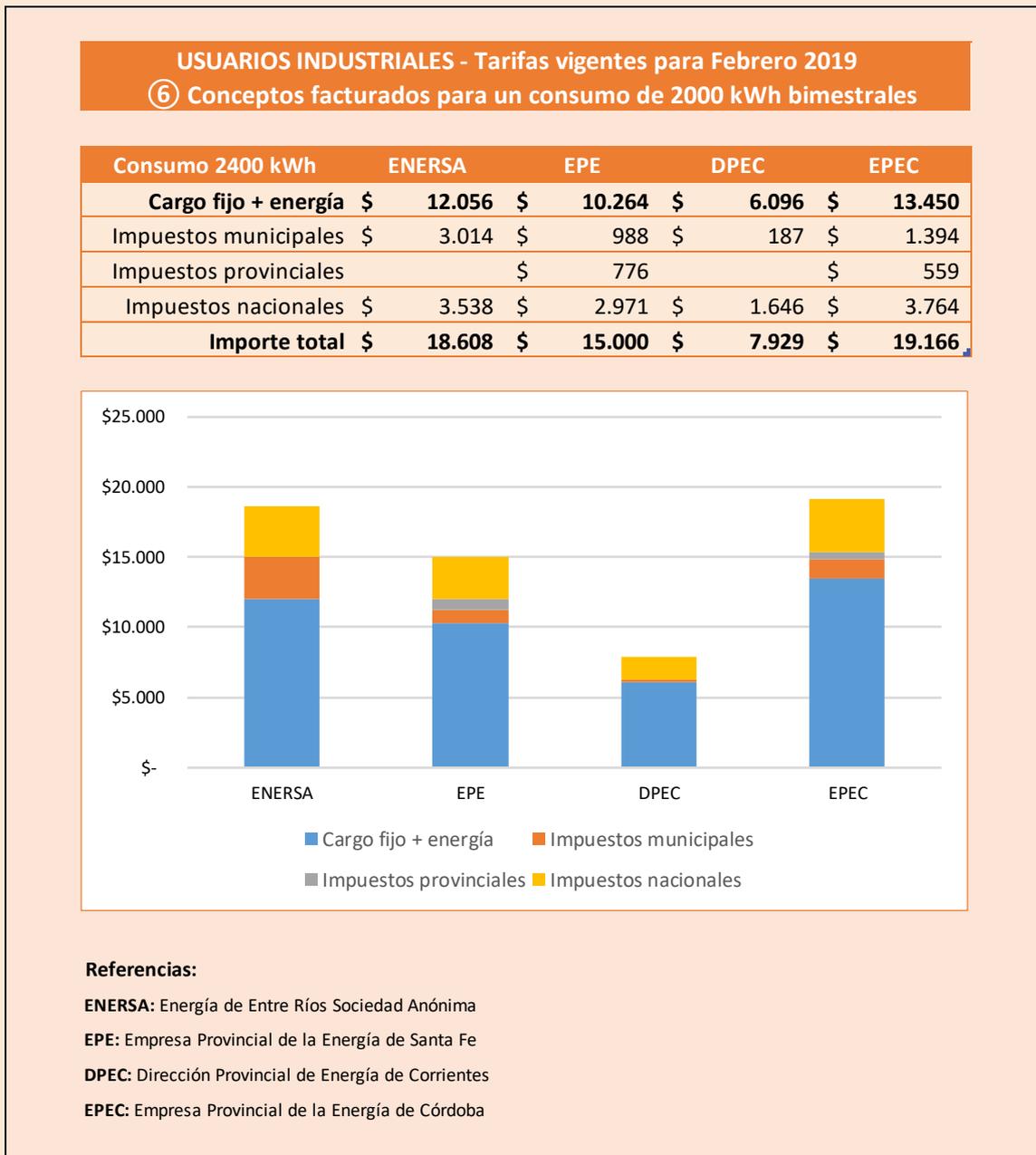
Tabla 29: Comparativa del costo monómico de tarifas industriales para distintos consumos (con imp., feb 2019)



## Análisis:

- ✓ Córdoba y Santa Fe tienen costos monómicos prácticamente constantes, situándose en 9,50 \$/kWh para la primera y 7,50 \$/kWh para la segunda, producto de la carga impositiva.
- ✓ En Entre Ríos, el costo monómico se encuentra entre 8 y 10 \$/kWh.
- ✓ En Corrientes, el costo monómico se encuentra entre 4 y 5 \$/kWh.

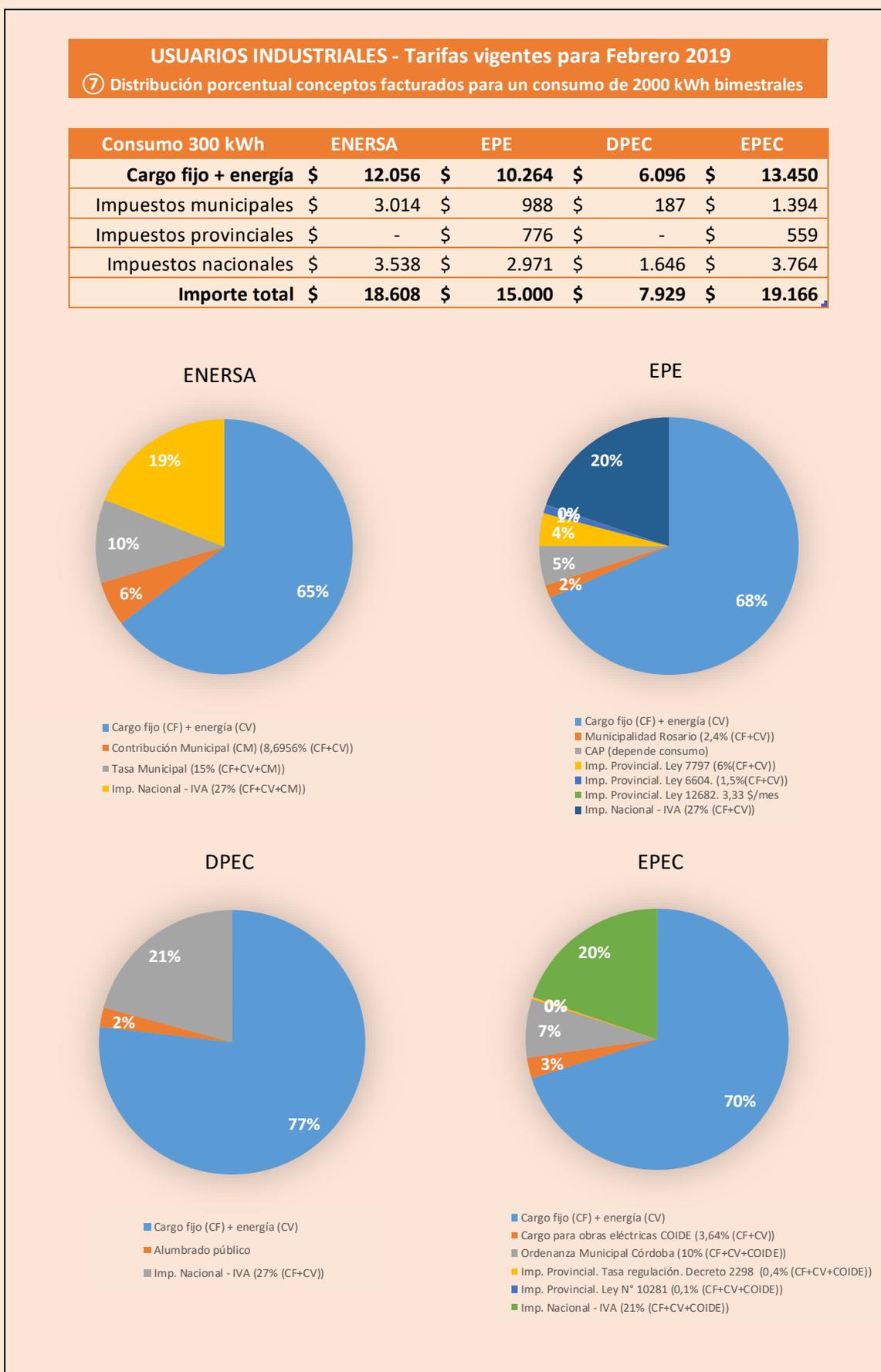
Tabla 30: Comparativa de distintos conceptos facturados tarifa industrial, consumo 2.000 kWh (feb. 2019)



**Análisis:**

- ✓ Los componentes de la energía más el cargo fijo son distintas en todas las distribuidoras.
- ✓ Santa Fe es la única que tiene tarifas distintas industria y comercio. Para este caso de industria es más baja que Entre Ríos y Córdoba.
- ✓ Córdoba es la distribuidora un poco más cara que Entre Ríos.
- ✓ Corrientes es la más barata que el resto.

Tabla 31: Comparativa de la distribución porcentual de distintos conceptos facturados tarifa comercial, consumo 2.000 kWh (feb. 2019)





**Resultados de las comparativas de tarifas**

---

**Grandes demandas**

## 5. Comparativa de tarifas grandes clientes

### Metodología

La comparación de tarifas de grandes demandas se realiza para clientes conectados en baja tensión (BT) y media tensión (MT), de acuerdo con la figura 9:

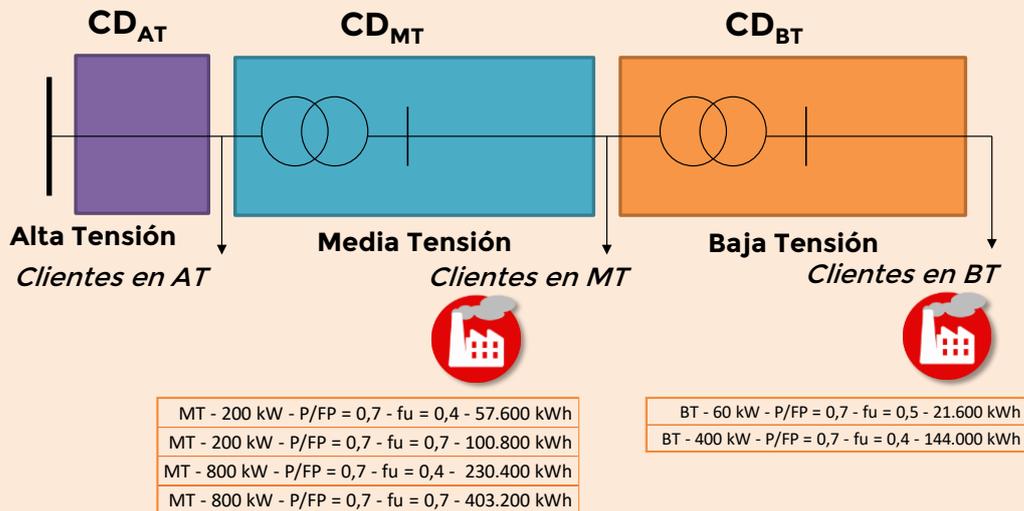


Figura 9: Esquema de comparación de tarifas de grandes clientes en baja y media tensión

Acá se busca comparar los costos de la electricidad para grandes demandas conectados en distintos niveles de tensión y que la contratación (demanda) de potencia sea, por un lado, menor a 300 kW y, por otro lado, mayor a 300 kW. Las demandas iguales o mayores a 300 kW son considerados GUDI (grandes usuarios de los distribuidores) y pagan la energía al precio estacional más VAD.

Estas demandas, antes de conectarse a la red, deben contratar potencia en horas de pico (de 19 a 23 hs.) y en fuera de pico, y se les mide energía en tres tramos horarios, pico, valle y resto, también se les mide las demandas de potencia y la energía reactiva para calcular la tangente de fi.

Los criterios de comparación son los siguientes:

- En baja tensión se comparan los costos para demandas de 60 y 400 kW, con factor de pico respecto de fuera de pico de 0,7 y factor de utilización de 0,5 para el primer caso y de 0,4 para el segundo caso. En función de los parámetros anteriores para el cliente conectado en baja tensión contratando (demandando) una potencia de 60 kW, consume 21.600 kWh mensuales y el cliente de 400 kW consume 144.000 kWh.
- En media tensión se comparan tarifas para demandas de 200 kW y de 800 kW.

Se hacen comparaciones para los parámetros mostrados en la figura 9, presentando los resultados en distintas tablas que obedecen al siguiente grado de apertura:

1. Importe facturado sin impuestos.
2. Importe facturado sin impuestos.
3. Carga impositiva total.
4. Costo monómico sin impuestos.
5. Costo monómico con impuestos.
6. Para un cliente en BT que demanda una potencia de 60 kW y consume 21.400 kWh mensuales se muestran los distintos conceptos, mostrándolos comparativamente en gráficas de barras y de tortas.

Cada tabla contiene:

- ✓ El título de la comparación que se realiza.
- ✓ Una tabla que muestre para los distintos consumos los valores calculados susceptibles de comparación.
- ✓ La fórmula que explica cómo se calcula el ítem que se está comparando.
- ✓ Una gráfica de los valores calculados.

### Fuente de información

La comparación de tarifas de grandes clientes se realiza para los cuadros tarifarios que corresponden a los aprobados por las empresas distribuidoras y que obedecen al siguiente detalle:

- ENERSA:
  - **Tarifa 3. Grandes demandas.**
    - Vinculación inferior en BT 0,380 kV, demanda < 300 kW y demanda > 300 kW,
    - Vinculación inferior en MT 13,2 kV, demanda < 300 kW y demanda > 300 kW.

Cuadro tarifario vigente para consumos a partir del 1° de Febrero de 2019 hasta el 30 de Abril de 2019 - Aprobado por Resolución N° 13/2019 del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE). (ENERSA, 2019)

- EPE:
  - **Tarifa 2.**
    - B1 Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW.
    - B2 Baja Tensión - Demandas iguales o mayores a 300 kW.
    - M11 Media Tensión - Demandas menores a 300 kW.
    - M12 Media Tensión - Demandas iguales o mayores a 300 kW.

Cuadro tarifario vigente para consumos a partir del 1 de febrero de 2019. (EPE, 2019)

- DPEC:
  - **Grandes demandas.**
    - Potencia convenida desde 50 kW y menor a 300 kW. Suministro en baja tensión.
    - Potencia convenida desde 300 kW. Suministro en baja tensión.

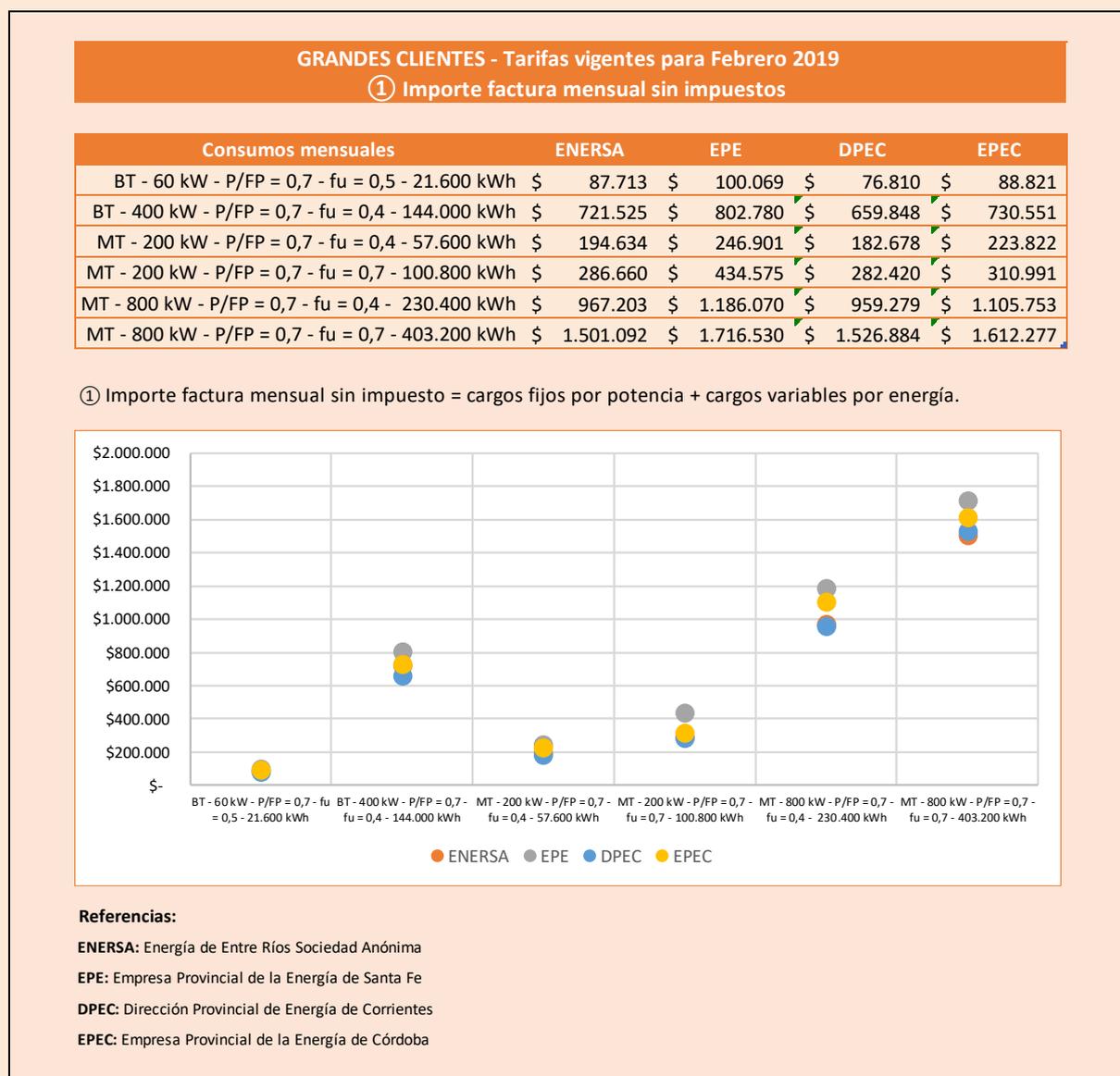
- **Potencia convenida desde 50 kW y menor a 300 kW. Suministro en media tensión.**
- **Potencia convenida desde 300 kW. Suministro en media tensión.**

Cuadro tarifario vigente - Aprobado por Resolución DPEC N° 67/19. (DEPC, 2019).

- EPEC:
  - **Tarifa 3. Grandes consumos.**
    - **3.1.1. Baja Tensión (220/380 V):**
      - a.1. Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW.
      - a.2. Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW.
    - **3.1.2. Media Tensión (13.200 y 33.000 V):**
      - a.1. Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW.
      - a.2. Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW.

Cuadro Tarifario con vigencia a partir del 01/02/2019 - Resolución General ERSEP N° 01/2019. (EPEC, 2019)

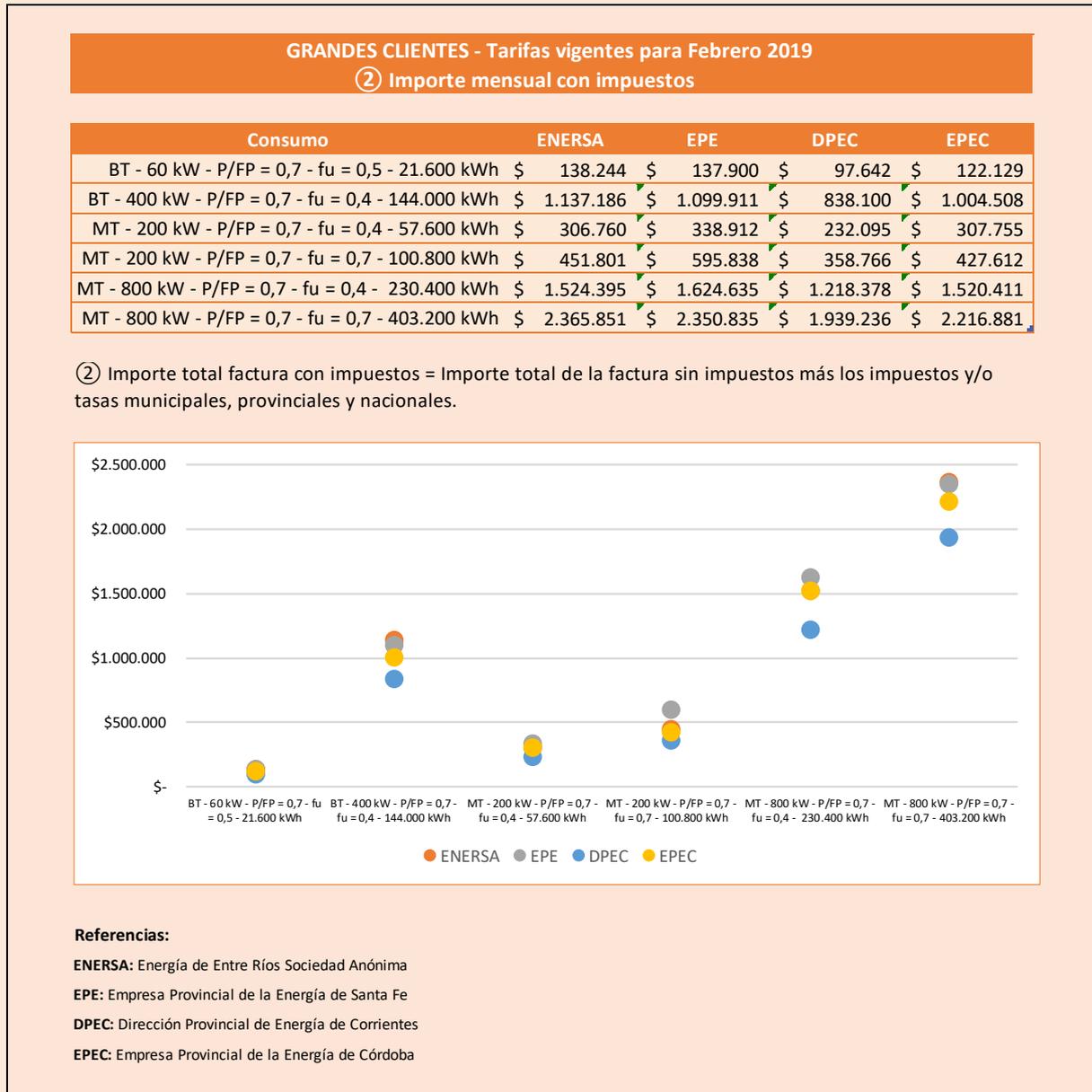
Tabla 32: Comparativa de tarifas de grandes clientes para distintos consumos de potencia y energía (sin imp., feb 2019)



## Análisis:

- ✓ Para BT, 60 kW de demanda de potencia y consumo de 21.600 kWh, la de mayor importe es la EPE, seguida por EPEC y ENERSA.
- ✓ Para BT 400 kW de demanda de potencia y consumo de 144.000 kWh, la de mayor importe es la EPE, seguida por EPEC y ENERSA.
- ✓ Para MT 200 kW de demanda de potencia y consumo de 57.600 kWh, la de mayor importe es la EPE, seguida por EPEC y ENERSA.
- ✓ Para MT 200 kW de demanda de potencia y consumo de 108.000 kWh, la de mayor importe es la EPE, seguida por EPEC y ENERSA. EPE 52% más cara que ENERSA.
- ✓ Para MT 800 kW de demanda de potencia y consumo de 230.400 kWh, la de mayor importe es la EPE, seguida por EPEC y ENERSA. EPE 23% más cara que ENERSA.
- ✓ Para MT 800 kW de demanda de potencia y consumo de 403.200 kWh, la de mayor importe es la EPE, seguida por EPEC y ENERSA.

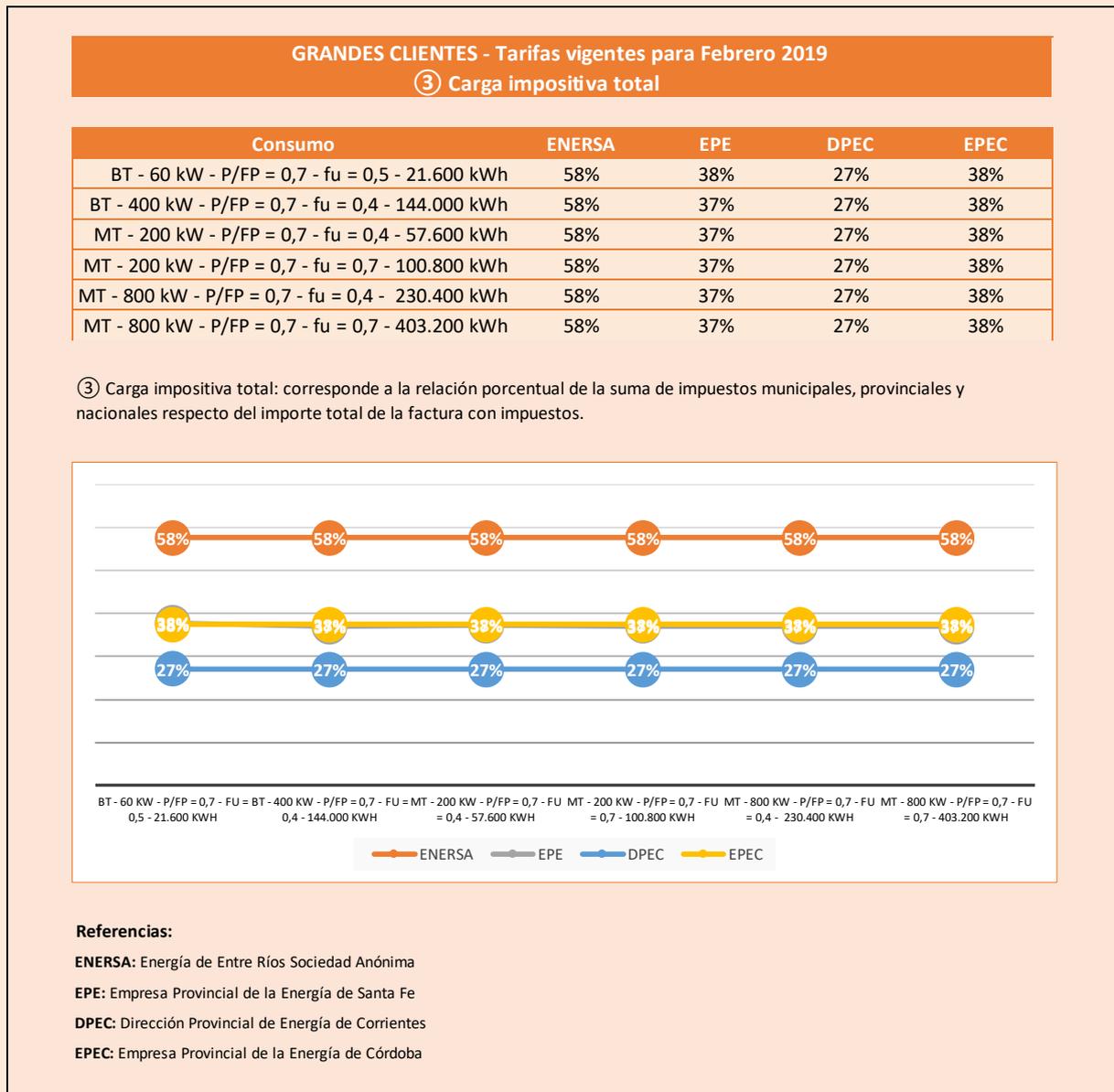
Tabla 33: Comparativa de tarifas de grandes clientes para distintos consumos de potencia y energía (con imp., feb 2019)



**Análisis:**

- ✓ Para BT, 60 kW de demanda de potencia y consumo de 21.600 kWh, la de mayor importe es ENERSA, seguida por EPE y EPEC.
- ✓ Para BT 400 kW de demanda de potencia y consumo de 144.000 kWh, la de mayor importe es ENERSA, seguida por EPE y EPEC.
- ✓ Para MT 200 kW de demanda de potencia y consumo de 57.600 kWh, la de mayor importe es la EPE, seguida por EPEC y ENERSA.
- ✓ Para MT 200 kW de demanda de potencia y consumo de 108.000 kWh, la de mayor importe es la EPE, seguida por ENERSA y EPEC.
- ✓ Para MT 800 kW de demanda de potencia y consumo de 230.400 kWh, la de mayor importe es la EPE, seguida por ENERSA y EPEC.

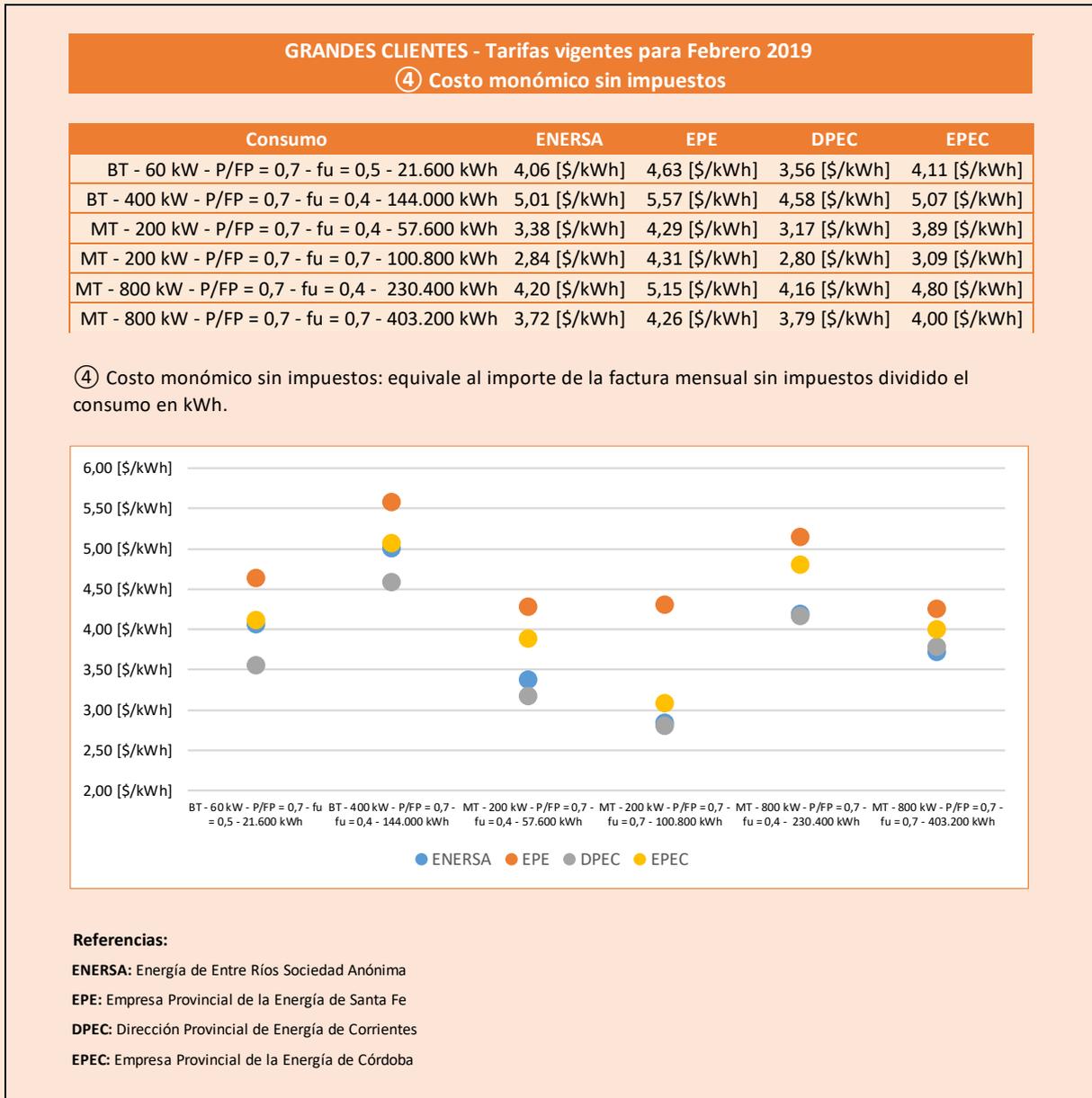
Tabla 34: Comparativa de la carga impositiva total en tarifas de grandes clientes para distintos consumos de potencia y energía (feb. 2019)



Análisis:

- ✓ Téngase en cuenta que el dentro de la carga impositiva se encuentra el IVA que se toma como crédito fiscal.
- ✓ La mayor carga impositiva, 58%, se observa para Entre Ríos y es constante.
- ✓ Las otras distribuidoras con carga impositiva constante son EPEC y EPE con un 38%.
- ✓ La distribuidora de Corrientes tiene la menor carga impositiva, 27%.

Tabla 35: Comparativa del costo monómico de tarifas de grandes clientes para distintos consumos de potencia y energía (sin imp., feb 2019)



Análisis:

- ✓ Para BT, 60 kW de demanda de potencia y consumo de 21.600 kWh, la de mayor costo monómico es la EPE (4,65 \$/kWh), seguida por EPEC y ENERSA.
- ✓ Para BT 400 kW de demanda de potencia y consumo de 144.000 kWh, la de mayor costo monómico es la EPE (5,57 \$/kWh), seguida por EPEC y ENERSA.
- ✓ Para MT 200 kW de demanda de potencia y consumo de 57.600 kWh, la de mayor costo monómico es la EPE (4,29 \$/kWh), seguida por EPEC y ENERSA.
- ✓ Para MT 200 kW de demanda de potencia y consumo de 108.000 kWh la de mayor costo monómico es la EPE (4,31 \$/kWh), seguida por EPEC y ENERSA.
- ✓ Para MT 800 kW de demanda de potencia y consumo de 230.400 kWh, la de mayor costo monómico es la EPE (4,26 \$/kWh), seguida por EPEC y ENERSA.

Tabla 36: Comparativa del costo monómico de tarifas de grandes clientes para distintos consumos de potencia y energía (con imp., feb 2019)

GRANDES CLIENTES - Tarifas vigentes para Febrero 2019				
⑤ Costo monómico con impuestos				
Consumo	ENERSA	EPE	DPEC	EPEC
BT - 60 kW - P/FP = 0,7 - fu = 0,5 - 21.600 kWh	6,40 [\$/kWh]	6,38 [\$/kWh]	4,52 [\$/kWh]	5,65 [\$/kWh]
BT - 400 kW - P/FP = 0,7 - fu = 0,4 - 144.000 kWh	7,90 [\$/kWh]	7,64 [\$/kWh]	5,82 [\$/kWh]	6,98 [\$/kWh]
MT - 200 kW - P/FP = 0,7 - fu = 0,4 - 57.600 kWh	5,33 [\$/kWh]	5,88 [\$/kWh]	4,03 [\$/kWh]	5,34 [\$/kWh]
MT - 200 kW - P/FP = 0,7 - fu = 0,7 - 100.800 kWh	4,48 [\$/kWh]	5,91 [\$/kWh]	3,56 [\$/kWh]	4,24 [\$/kWh]
MT - 800 kW - P/FP = 0,7 - fu = 0,4 - 230.400 kWh	6,62 [\$/kWh]	7,05 [\$/kWh]	5,29 [\$/kWh]	6,60 [\$/kWh]
MT - 800 kW - P/FP = 0,7 - fu = 0,7 - 403.200 kWh	5,87 [\$/kWh]	5,83 [\$/kWh]	4,81 [\$/kWh]	5,50 [\$/kWh]

⑤ Costo monómico con impuestos: equivale al importe de la factura mensual con impuestos dividido el consumo en kWh.

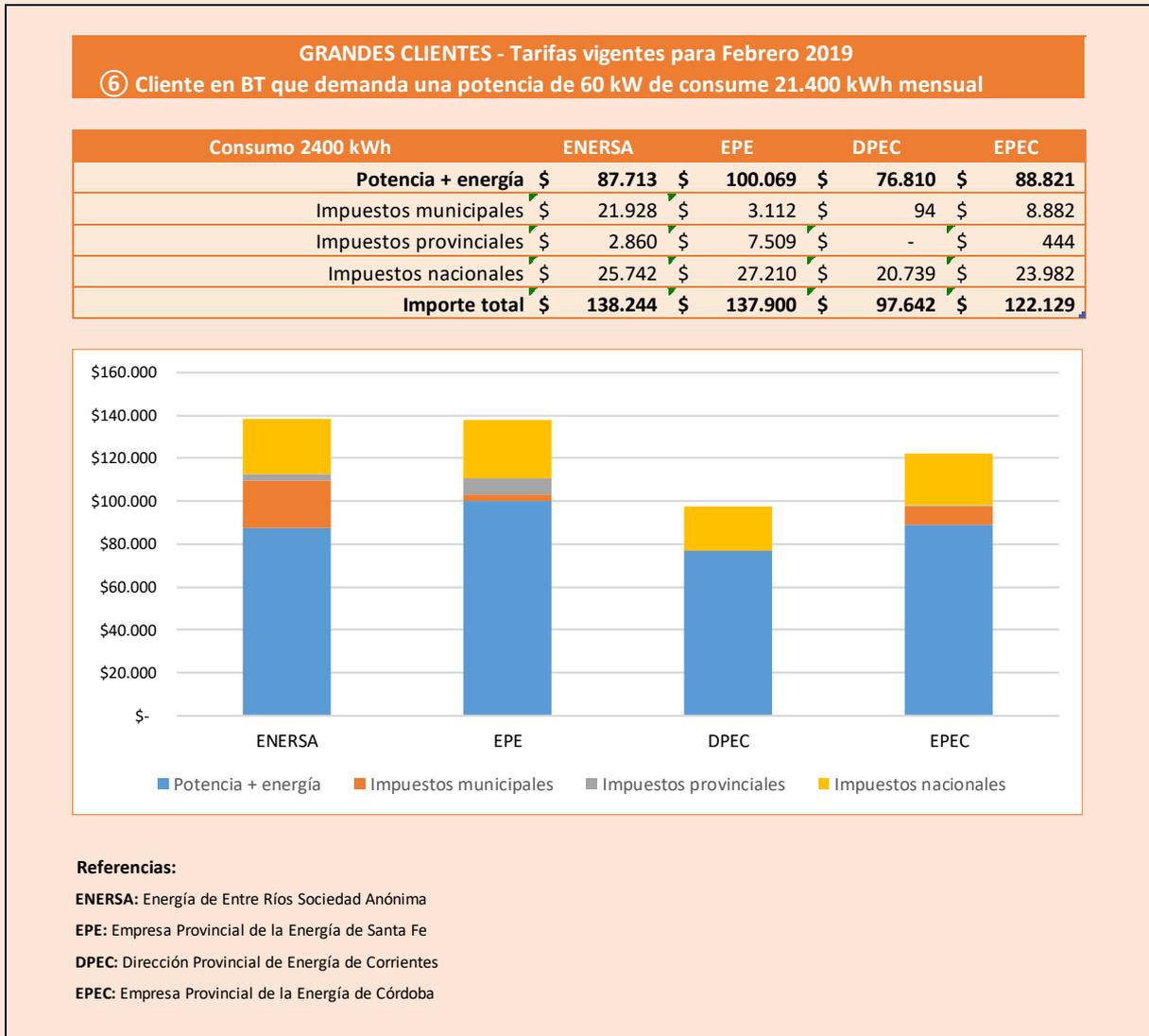
Referencias:

**ENERSA:** Energía de Entre Ríos Sociedad Anónima  
**EPE:** Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe  
**DPEC:** Dirección Provincial de Energía de Corrientes  
**EPEC:** Empresa Provincial de la Energía de Córdoba

#### Análisis:

- ✓ Para BT, 60 kW de demanda de potencia y consumo de 21.600 kWh, las de mayor costo monómico son ENERSA y EPE (6,38 \$/kWh), seguida por EPEC.
- ✓ Para BT 400 kW de demanda de potencia y consumo de 144.000 kWh, la de mayor costo monómico es ENERSA (7,90 \$/kWh), seguida por EPE y EPEC.
- ✓ Para MT 200 kW de demanda de potencia y consumo de 57.600 kWh, la de mayor costo monómico es la EPE (5,88 \$/kWh), seguida por EPEC y ENERSA.
- ✓ Para MT 200 kW de demanda de potencia y consumo de 108.000 kWh la de mayor costo monómico es la EPE (5,91 \$/kWh), seguida por ENERSA y EPEC.
- ✓ Para MT 800 kW de demanda de potencia y consumo de 230.400 kWh, la de mayor costo monómico es la EPE (7,05 \$/kWh), seguida por ENERSA y EPEC.

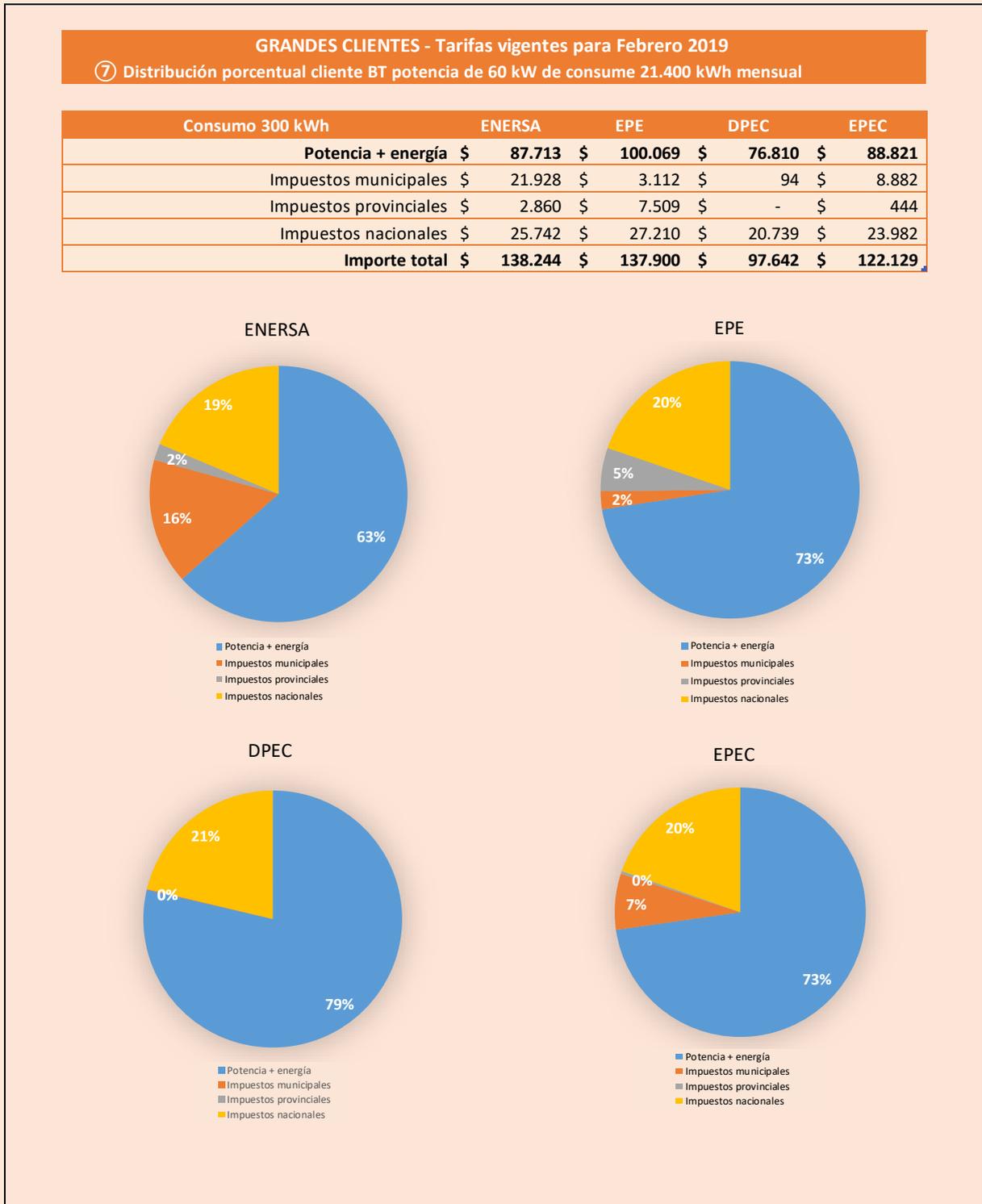
Tabla 37: Comparativa de distintos conceptos facturados para una tarifa de gran cliente conectado en baja tensión con demanda de 60 kW y consumo de 21.400 kWh (feb. 2019)



Análisis:

- ✓ Para BT, 60 kW de demanda de potencia y consumo de 21.600 kWh, el importe total es similar para ENERSA y EPE, sacando los impuestos, la EPE es la más cara.
- ✓ En tercer lugar se encuentra EPEC.
- ✓ Los importes más bajos siempre se dan en la DPEC.

Tabla 38: Comparativa de la distribución porcentual de distintos conceptos facturados para una tarifa de gran cliente conectado en baja tensión con demanda de 60 kW y consumo de 21.400 kWh (feb. 2019)





# Anexo

---

**Cuadros tarifarios de enero y febrero 2019**

## Tarifas residenciales

Tabla 39: Cuadros tarifarios para usuarios residenciales de ENERSA, EPESF, DPEC y EPEC (ene y feb 2019)

ENERSA T1R Uso residencial	ene-19		feb-19		Incrementos
Cargo Fijo bimestral	\$	126,02	\$	138,62	10%
Primeros 200 kWh/bim		2,78510 [\$/kWh]		3,73360 [\$/kWh]	34%
Siguientes 200 kWh/bim		3,23770 [\$/kWh]		4,23990 [\$/kWh]	31%
Siguientes 200 kWh/bim		4,61690 [\$/kWh]		5,74830 [\$/kWh]	25%
Excedente de 600 kWh/bim		5,30650 [\$/kWh]		6,50250 [\$/kWh]	23%

EPESF Tarifa 1 - Uso Residencial (< 20 kW)	ene-19		feb-19		Incrementos
Cargo Fijo bimestral	\$	129,49	\$	136,27	5%
Primeros 150 kWh/bim		2,85411 [\$/kWh]		3,67030 [\$/kWh]	29%
Siguientes 150 kWh/bim		3,24724 [\$/kWh]		4,06343 [\$/kWh]	25%
Siguientes 300 kWh/bim		4,89812 [\$/kWh]		5,71431 [\$/kWh]	17%
Excedente de 600 kWh/bim		6,16727 [\$/kWh]		6,98346 [\$/kWh]	13%

DPEC Tarifa residencial común	ene-19		feb-19		Incrementos
Cargo Fijo bimestral	\$	134,68	\$	196,01	46%
Primeros 600 kWh/bim		3,18556 [\$/kWh]		3,27963 [\$/kWh]	3%
Siguientes 600 kWh/bim		3,51852 [\$/kWh]		3,61259 [\$/kWh]	3%

EPEC Tarifa N° 1 – Residencial		ene-19		
	Cargo Fijo	Cargo variable		Cargo variable
		Primeros 120 kWh/mes	Excedente 120 kWh/mes	
Consumos hasta 120 kWh/mes	\$	52,16	3,47919 [\$/kWh]	
Consumos entre 121 y 500 kWh/mes	\$	72,43	4,22672 [\$/kWh]	
Consumos entre 501 y 700 kWh/mes	\$	105,26	4,98787 [\$/kWh]	
Consumos mayores a 700 kWh/mes	\$	105,26	5,59699 [\$/kWh]	

EPEC Tarifa N° 1 – Residencial		feb-19		
	Cargo Fijo	Cargo variable		Cargo variable
		Primeros 120 kWh/mes	Excedente 120 kWh/mes	
Consumos hasta 120 kWh/mes	\$	52,16	4,17173 [\$/kWh]	
Consumos entre 121 y 500 kWh/mes	\$	72,43	4,91925 [\$/kWh]	
Consumos entre 501 y 700 kWh/mes	\$	105,26	5,68040 [\$/kWh]	
Consumos mayores a 700 kWh/mes	\$	105,26	6,28952 [\$/kWh]	

EPEC Tarifa N° 1 – Residencial		Incrementos		
	Cargo Fijo	Cargo variable		Cargo variable
		Primeros 120 kWh/mes	Excedente 120 kWh/mes	
Consumos hasta 120 kWh/mes	0%	20%		
Consumos entre 121 y 500 kWh/mes	0%	16%	13%	
Consumos entre 501 y 700 kWh/mes	0%	14%	11%	
Consumos mayores a 700 kWh/mes	0%	12%	10%	

## Tarifas comerciales

Tabla 40: Cuadros tarifarios para usuarios comerciales de ENERSA, EPESEF, DPEC y EPEC (ene y feb 2019)

ENERSA T1-G Uso General	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo Fijo bimestral	\$ 311,04	\$ 342,10	10%
Primeros 250 kWh/bim	3,41790 [\$/kWh]	4,45930 [\$/kWh]	30%
Siguientes 450 kWh/bim	4,37680 [\$/kWh]	5,50430 [\$/kWh]	26%
Excedente de 700 kWh/bim	5,04490 [\$/kWh]	6,24770 [\$/kWh]	24%

ENERSA T2 - Medianas Demandas	ene-19	feb-19	Incrementos
Por capacidad suministro contratada	240,84 [\$/kW]	330,71 [\$/kW]	37%
Cargo variable por energía	3,27790 [\$/kWh]	3,95110 [\$/kWh]	21%

EPESEF Tarifa UC	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo Fijo bimestral	\$ 357,99	\$ 376,74	5%
Primeros 800 kWh/bim	4,48286 [\$/kWh]	5,28078 [\$/kWh]	18%
Siguientes 400 kWh/bim	4,66229 [\$/kWh]	5,46021 [\$/kWh]	17%
Siguientes 1200 kWh/bim	4,73910 [\$/kWh]	5,53702 [\$/kWh]	17%
Excedente de 4000 kWh/bim	4,77751 [\$/kWh]	5,57543 [\$/kWh]	17%

DPEC Servicios Generales Comercial	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo Fijo bimestral	\$ 746,74	\$ 937,78	26%
Primeros 4000 kWh/bim	2,49104 [\$/kWh]	2,57930 [\$/kWh]	4%
Excedente 4000 kWh/bim	3,30149 [\$/kWh]	3,38907 [\$/kWh]	3%

DPEC Medianas Demandas (De 10 a 50 kW)	ene-19	feb-19	Incrementos
Por capacidad suministro contratada	201,01 [\$/kW]	299,41 [\$/kW]	49%
Cargo variable por energía	2,52527 [\$/kWh]	2,61135 [\$/kWh]	3%

EPEC Tarifa N° 2 - General	ene-19	
	Cargo Fijo	Cargo variable
Consumos hasta 300 kWh/mes	\$ 108,66	5,67268 [\$/kWh]
Consumos entre 301 y 750 kWh/mes	\$ 120,52	6,04942 [\$/kWh]
Consumos mayores a 750 kWh/mes	\$ 120,52	5,95086 [\$/kWh]

EPEC Tarifa N° 2 - General	feb-19	
	Cargo Fijo	Cargo variable
Consumos hasta 300 kWh/mes	\$ 108,66	6,36521 [\$/kWh]
Consumos entre 301 y 750 kWh/mes	\$ 120,52	6,74195 [\$/kWh]
Consumos mayores a 750 kWh/mes	\$ 120,52	6,64340 [\$/kWh]

EPEC Tarifa N° 2 - General	Incrementos	
	Cargo Fijo	Cargo variable
Consumos hasta 300 kWh/mes	0%	12%
Consumos entre 301 y 750 kWh/mes	0%	11%
Consumos mayores a 750 kWh/mes	0%	12%

## Tarifas industriales

Tabla 41: Cuadros tarifarios para usuarios residenciales de ENERSA, EPESF, DPEC y EPEC (ene y feb 2019)

ENERSA T1-G Uso General		ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo Fijo bimestral		\$ 311,04	\$ 342,10	10%
Primeros 250 kWh/bim		3,41790 [\$/kWh]	4,45930 [\$/kWh]	30%
Siguientes 450 kWh/bim		4,37680 [\$/kWh]	5,50430 [\$/kWh]	26%
Excedente de 700 kWh/bim		5,04490 [\$/kWh]	6,24770 [\$/kWh]	24%

ENERSA T2 - Medianas Demandas		ene-19	feb-19	Incrementos
Por capacidad suministro contratada		240,84 [\$/kW]	330,71 [\$/kW]	37%
Cargo variable por energía		3,27790 [\$/kWh]	3,95110 [\$/kWh]	21%

EPESF Tarifa UI		ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo Fijo bimestral		\$ 322,19	\$ 339,07	5%
Primeros 800 kWh/bim		4,03457 [\$/kWh]	4,85777 [\$/kWh]	20%
Siguientes 400 kWh/bim		4,19606 [\$/kWh]	5,01029 [\$/kWh]	19%
Siguientes 1200 kWh/bim		4,26519 [\$/kWh]	5,07557 [\$/kWh]	19%
Excedente de 4000 kWh/bim		4,29975 [\$/kWh]	5,10822 [\$/kWh]	19%

DPEC Servicios Generales Comercial		ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo Fijo bimestral		\$ 746,74	\$ 937,78	26%
Primeros 4000 kWh/bim		2,49104 [\$/kWh]	2,57930 [\$/kWh]	4%
Excedente 4000 kWh/bim		3,30149 [\$/kWh]	3,38907 [\$/kWh]	3%

DPEC Medianas Demandas (De 10 a 50 kW)		ene-19	feb-19	Incrementos
Por capacidad suministro contratada		201,01 [\$/kW]	299,41 [\$/kW]	49%
Cargo variable por energía		2,52527 [\$/kWh]	2,61135 [\$/kWh]	3%

EPEC Tarifa N° 2 - General		ene-19	
		Cargo Fijo	Cargo variable
Consumos hasta 300 kWh/mes	\$	108,66	5,67268 [\$/kWh]
Consumos entre 301 y 750 kWh/mes	\$	120,52	6,04942 [\$/kWh]
Consumos mayores a 750 kWh/mes	\$	120,52	5,95086 [\$/kWh]

EPEC Tarifa N° 2 - General		feb-19	
		Cargo Fijo	Cargo variable
Consumos hasta 300 kWh/mes	\$	108,66	6,36521 [\$/kWh]
Consumos entre 301 y 750 kWh/mes	\$	120,52	6,74195 [\$/kWh]
Consumos mayores a 750 kWh/mes	\$	120,52	6,64340 [\$/kWh]

EPEC Tarifa N° 2 - General		Incrementos	
		Cargo Fijo	Cargo variable
Consumos hasta 300 kWh/mes		0%	12%
Consumos entre 301 y 750 kWh/mes		0%	11%
Consumos mayores a 750 kWh/mes		0%	12%

## Tarifas grandes demandas

Tabla 42: Cuadros tarifarios para grandes demandas de ENERSA (ene y feb 2019)

ENERSA Grandes Demandas BT 0,380 kV < 300 kW	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo fijo	\$ 3.085,58	\$ 3.393,72	10%
Capacidad Suministro Contratada Punta	237,85 [\$/kW]	261,60 [\$/kW]	10%
Capacidad Suministro Contratada Fuera de Punta	202,61 [\$/kW]	222,84 [\$/kW]	10%
Cargo fijo por potencia adquirida	9,81 [\$/kW]	78,46 [\$/kW]	700%
Energía horas de punta	1,98770 [\$/kWh]	2,55460 [\$/kWh]	29%
Energía horas restantes	1,89870 [\$/kWh]	2,44270 [\$/kWh]	29%
Energía horas valle nocturno	1,80970 [\$/kWh]	2,33090 [\$/kWh]	29%
ENERSA Grandes Demandas BT 0,380 kV > 300 kW	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo fijo	\$ 3.085,58	\$ 3.393,72	10%
Capacidad Suministro Contratada Punta	237,85 [\$/kW]	261,60 [\$/kW]	10%
Capacidad Suministro Contratada Fuera de Punta	202,61 [\$/kW]	222,84 [\$/kW]	10%
Cargo fijo por potencia adquirida	9,81 [\$/kW]	78,46 [\$/kW]	700%
Energía horas de punta	3,02130 [\$/kWh]	3,71150 [\$/kWh]	23%
Energía horas restantes	2,88280 [\$/kWh]	3,54500 [\$/kWh]	23%
Energía horas valle nocturno	2,74420 [\$/kWh]	3,37720 [\$/kWh]	23%
ENERSA Grandes Demandas MT 13,2 kV < 300 kW	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo fijo	\$ 9.812,10	\$ 10.791,98	10%
Capacidad Suministro Contratada Punta	118,87 [\$/kW]	130,74 [\$/kW]	10%
Capacidad Suministro Contratada Fuera de Punta	109,72 [\$/kW]	120,68 [\$/kW]	10%
Cargo fijo por potencia adquirida	9,69 [\$/kW]	77,54 [\$/kW]	700%
Energía horas de punta	1,76030 [\$/kWh]	2,26230 [\$/kWh]	29%
Energía horas restantes	1,68140 [\$/kWh]	2,16330 [\$/kWh]	29%
Energía horas valle nocturno	1,60260 [\$/kWh]	2,06420 [\$/kWh]	29%
ENERSA Grandes Demandas MT 13,2 kV > 300 kW	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo fijo	\$ 9.812,10	\$ 10.791,98	10%
Capacidad Suministro Contratada Punta	118,87 [\$/kW]	130,74 [\$/kW]	10%
Capacidad Suministro Contratada Fuera de Punta	109,72 [\$/kW]	120,68 [\$/kW]	10%
Cargo fijo por potencia adquirida	9,69 [\$/kW]	77,54 [\$/kW]	700%
Energía horas de punta	2,67570 [\$/kWh]	3,28690 [\$/kWh]	23%
Energía horas restantes	2,55300 [\$/kWh]	3,13940 [\$/kWh]	23%
Energía horas valle nocturno	2,43020 [\$/kWh]	2,99080 [\$/kWh]	23%

Tabla 43: Cuadros tarifarios para usuarios residenciales de EPESEF (ene y feb 2019)

<b>EPE Grandes Demandas 2B1 BT 0,380 kV &lt; 300 kW</b>	<b>ene-19</b>	<b>feb-19</b>	<b>Incrementos</b>
Cargo Comercial	\$ 1.529,72	\$ 1.620,94	<b>6%</b>
Cargo CS Pico	504,18 [\$/kW]	534,25 [\$/kW]	<b>6%</b>
Cargo CS Fuera Pico	224,82 [\$/kW]	238,22 [\$/kW]	<b>6%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	12,81 [\$/kW]	96,53 [\$/kW]	<b>654%</b>
Cargo Energía Pico	1,83580 [\$/kWh]	2,36283 [\$/kWh]	<b>29%</b>
Cargo Energía Resto	1,75317 [\$/kWh]	2,25896 [\$/kWh]	<b>29%</b>
Cargo Energía Valle	1,67055 [\$/kWh]	2,15509 [\$/kWh]	<b>29%</b>
<b>EPE Grandes Demandas 2B2 BT 0,380 kV &gt; 300 kW</b>	<b>ene-19</b>	<b>feb-19</b>	<b>Incrementos</b>
Cargo Comercial	\$ 1.529,72	\$ 1.620,94	<b>6%</b>
Cargo CS Pico	504,18 [\$/kW]	534,25 [\$/kW]	<b>6%</b>
Cargo CS Fuera Pico	224,82 [\$/kW]	238,22 [\$/kW]	<b>6%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	12,81 [\$/kW]	96,53 [\$/kW]	<b>654%</b>
Cargo Energía Pico	2,79544 [\$/kWh]	3,43696 [\$/kWh]	<b>23%</b>
Cargo Energía Resto	2,66678 [\$/kWh]	3,28234 [\$/kWh]	<b>23%</b>
Cargo Energía Valle	2,53812 [\$/kWh]	3,12653 [\$/kWh]	<b>23%</b>
<b>EPE Grandes Demandas 2M11 MT 13,2 kV &lt; 300 kW</b>	<b>ene-19</b>	<b>feb-19</b>	<b>Incrementos</b>
Cargo Comercial	\$ 6.848,10	\$ 7.256,47	<b>6%</b>
Cargo CS Pico	352,72 [\$/kW]	373,75 [\$/kW]	<b>6%</b>
Cargo CS Fuera Pico	143,33 [\$/kW]	151,88 [\$/kW]	<b>6%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	12,09 [\$/kW]	91,13 [\$/kW]	<b>654%</b>
Cargo Energía Pico	1,74466 [\$/kWh]	2,24553 [\$/kWh]	<b>29%</b>
Cargo Energía Resto	1,66614 [\$/kWh]	2,14681 [\$/kWh]	<b>29%</b>
Cargo Energía Valle	1,58761 [\$/kWh]	2,04810 [\$/kWh]	<b>29%</b>
<b>EPE Grandes Demandas 2M12 MT 13,2 kV &gt; 300 kW</b>	<b>ene-19</b>	<b>feb-19</b>	<b>Incrementos</b>
Cargo Comercial	\$ 6.848,10	\$ 7.256,47	<b>6%</b>
Cargo CS Pico	352,72 [\$/kW]	373,75 [\$/kW]	<b>6%</b>
Cargo CS Fuera Pico	143,33 [\$/kW]	151,88 [\$/kW]	<b>6%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	12,09 [\$/kW]	91,13 [\$/kW]	<b>654%</b>
Cargo Energía Pico	2,65666 [\$/kWh]	3,26634 [\$/kWh]	<b>23%</b>
Cargo Energía Resto	2,53438 [\$/kWh]	3,11938 [\$/kWh]	<b>23%</b>
Cargo Energía Valle	2,41211 [\$/kWh]	2,97131 [\$/kWh]	<b>23%</b>

Tabla 44: Cuadros tarifarios para usuarios residenciales de DPEC (ene y feb 2019)

DPEC Grandes Demandas BT < 300 kW	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo Comercial	\$ -	\$ -	
Cargo CS Pico	121,42 [\$/kW]	219,82 [\$/kW]	<b>81%</b>
Cargo CS Fuera Pico	72,85 [\$/kW]	131,89 [\$/kW]	<b>81%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	0,00 [\$/kW]	0,00 [\$/kW]	
Cargo Energía Pico	2,61944 [\$/kWh]	2,70770 [\$/kWh]	<b>3%</b>
Cargo Energía Resto	2,52296 [\$/kWh]	2,61121 [\$/kWh]	<b>3%</b>
Cargo Energía Valle	2,42646 [\$/kWh]	2,51471 [\$/kWh]	<b>4%</b>

DPEC Grandes Demandas BT > 300 kW	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo Comercial	\$ -	\$ -	
Cargo CS Pico	117,12 [\$/kW]	215,52 [\$/kW]	<b>84%</b>
Cargo CS Fuera Pico	70,27 [\$/kW]	129,31 [\$/kW]	<b>84%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	0,00 [\$/kW]	0,00 [\$/kW]	
Cargo Energía Pico	3,73624 [\$/kWh]	3,82450 [\$/kWh]	<b>2%</b>
Cargo Energía Resto	3,58616 [\$/kWh]	3,67442 [\$/kWh]	<b>2%</b>
Cargo Energía Valle	3,43611 [\$/kWh]	3,52438 [\$/kWh]	<b>3%</b>

DPEC Grandes Demandas MT < 300 kW	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo Comercial	\$ -	\$ -	
Cargo CS Pico	65,28 [\$/kW]	155,28 [\$/kW]	<b>138%</b>
Cargo CS Fuera Pico	39,17 [\$/kW]	93,17 [\$/kW]	<b>138%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	0,00 [\$/kW]	0,00 [\$/kW]	
Cargo Energía Pico	2,34654 [\$/kWh]	2,42893 [\$/kWh]	<b>4%</b>
Cargo Energía Resto	2,25646 [\$/kWh]	2,33886 [\$/kWh]	<b>4%</b>
Cargo Energía Valle	2,16638 [\$/kWh]	2,24877 [\$/kWh]	<b>4%</b>

DPEC Grandes Demandas MT > 300 kW	ene-19	feb-19	Incrementos
Cargo Comercial	\$ -	\$ -	
Cargo CS Pico	68,18 [\$/kW]	158,18 [\$/kW]	<b>132%</b>
Cargo CS Fuera Pico	40,91 [\$/kW]	94,91 [\$/kW]	<b>132%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	0,00 [\$/kW]	0,00 [\$/kW]	
Cargo Energía Pico	3,38913 [\$/kWh]	3,47153 [\$/kWh]	<b>2%</b>
Cargo Energía Resto	3,24904 [\$/kWh]	3,33143 [\$/kWh]	<b>3%</b>
Cargo Energía Valle	3,10896 [\$/kWh]	3,19137 [\$/kWh]	<b>3%</b>

Tabla 45: Cuadros tarifarios para usuarios residenciales de EPEC (ene y feb 2019)

<b>EPEC Tarifa 3 Grandes Consumos BT (220/380 V) &lt; 300 kW</b>	<b>ene-19</b>	<b>feb-19</b>	<b>Incrementos</b>
Cargo Comercial			
Cargo CS Pico	355,19 [\$/kW]	407,06 [\$/kW]	<b>15%</b>
Cargo CS Fuera Pico	276,20 [\$/kW]	276,20 [\$/kW]	<b>0%</b>
COIDE	46,77 [\$/kW]	46,77 [\$/kW]	<b>0%</b>
Cargo Energía Pico	1,75190 [\$/kWh]	2,25555 [\$/kWh]	<b>29%</b>
Cargo Energía Resto	1,67294 [\$/kWh]	2,15628 [\$/kWh]	<b>29%</b>
Cargo Energía Valle	1,59398 [\$/kWh]	2,05702 [\$/kWh]	<b>29%</b>

<b>EPEC Tarifa 3 Grandes Consumos BT (220/380 V) &gt; 300 kW</b>	<b>ene-19</b>	<b>feb-19</b>	<b>Incrementos</b>
Cargo Comercial	\$ -	\$ -	
Cargo CS Pico	355,19 [\$/kW]	407,06 [\$/kW]	<b>15%</b>
Cargo CS Fuera Pico	276,20 [\$/kW]	276,20 [\$/kW]	<b>0%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	46,77 [\$/kW]	46,77 [\$/kW]	<b>0%</b>
Cargo Energía Pico	2,66896 [\$/kWh]	3,28203 [\$/kWh]	<b>23%</b>
Cargo Energía Resto	2,54601 [\$/kWh]	3,13426 [\$/kWh]	<b>23%</b>
Cargo Energía Valle	2,42306 [\$/kWh]	2,98536 [\$/kWh]	<b>23%</b>

<b>EPEC Tarifa 3 Grandes Consumos MT (13,2 y 33 kV) &lt; 300 kW</b>	<b>ene-19</b>	<b>feb-19</b>	<b>Incrementos</b>
Cargo Comercial	\$ -	\$ -	
Cargo CS Pico	253,63 [\$/kW]	310,28 [\$/kW]	<b>22%</b>
Cargo CS Fuera Pico	200,39 [\$/kW]	200,39 [\$/kW]	<b>0%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	39,02 [\$/kW]	39,02 [\$/kW]	<b>0%</b>
Cargo Energía Pico	1,66492 [\$/kWh]	2,14357 [\$/kWh]	<b>29%</b>
Cargo Energía Resto	1,58988 [\$/kWh]	2,04924 [\$/kWh]	<b>29%</b>
Cargo Energía Valle	1,51484 [\$/kWh]	1,95490 [\$/kWh]	<b>29%</b>

<b>EPEC Tarifa 3 Grandes Consumos MT (13,2 y 33 kV) &gt; 300 kW</b>	<b>ene-19</b>	<b>feb-19</b>	<b>Incrementos</b>
Cargo Comercial	\$ -	\$ -	
Cargo CS Pico	253,63 [\$/kW]	310,28 [\$/kW]	<b>22%</b>
Cargo CS Fuera Pico	200,39 [\$/kW]	200,39 [\$/kW]	<b>0%</b>
Cargo Potencia Adq Pico	39,02 [\$/kW]	39,02 [\$/kW]	<b>0%</b>
Cargo Energía Pico	2,53646 [\$/kWh]	3,11909 [\$/kWh]	<b>23%</b>
Cargo Energía Resto	2,41961 [\$/kWh]	2,97866 [\$/kWh]	<b>23%</b>
Cargo Energía Valle	2,30276 [\$/kWh]	2,83716 [\$/kWh]	<b>23%</b>

## Bibliografía

---

- Alasino, C. M. (2011). *Inversión, impuestos y tarifas en el sector eléctrico argentino: 1990-2010*. Buenos Aires: Editorial Teseo.
- CAMMESA. (2019). *Informe Mensual Enero 2019*. CABA.
- DEPC. (2019). *Dirección Provincial de Energía de Corrientes. Resolución Intervención N° 67/19. Anexo I. Esquema tarifario febrero - abril 2019*. Obtenido de [https://boletinoficial.corrientes.gob.ar/assets/articulo\\_adjuntos/4212/original/06-02-2019\\_.pdf?1549494508](https://boletinoficial.corrientes.gob.ar/assets/articulo_adjuntos/4212/original/06-02-2019_.pdf?1549494508)
- ENERSA. (2019). *Energía de Entre Ríos Sociedad Anónima. Cuadro tarifario vigente para consumos a partir del 1° de Febrero de 2019 hasta el 30 de Abril de 2019. Resolución 13/2019 EPRE*. Obtenido de [https://www.enssa.com.ar/wp-content/uploads/2019/02/2019\\_CUADRO-TARIFARIO\\_02\\_2019.pdf](https://www.enssa.com.ar/wp-content/uploads/2019/02/2019_CUADRO-TARIFARIO_02_2019.pdf)
- EPE. (2019). *Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. Cuadro tarifario para grandes demandas. Febrero 2019*. Obtenido de [https://www.epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/Grandes\\_Clientes/Cuadro\\_Tarifario\\_Febrero\\_T2\\_2019.PDF](https://www.epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/Grandes_Clientes/Cuadro_Tarifario_Febrero_T2_2019.PDF)
- EPE. (2019). *Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. Cuadro tarifario para pequeñas demandas urbanas. Residenciales. Uso comercial. Uso Industrial. Febrero 2019*. Obtenido de [http://www.epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/Clientes/Cuadro\\_Tarifario\\_Febrero\\_2019.PDF](http://www.epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/Clientes/Cuadro_Tarifario_Febrero_2019.PDF)
- EPEC. (2019). *Empresa Provincial de la Energía de Córdoba. Resolución ERSEP N° 01/2019. Cuadro tarifario. Tarifa N° 1 Residencial*. Obtenido de [https://www.epec.com.ar/docs/cuadro-tarifario/tarifa\\_n1201902.pdf](https://www.epec.com.ar/docs/cuadro-tarifario/tarifa_n1201902.pdf)
- EPEC. (2019). *Empresa Provincial de la Energía de Córdoba. Resolución ERSEP N° 01/2019. Cuadro tarifario. Tarifa N° 2 General y de Servicios*. Obtenido de [https://www.epec.com.ar/docs/cuadro-tarifario/tarifa\\_n2201902.pdf](https://www.epec.com.ar/docs/cuadro-tarifario/tarifa_n2201902.pdf)
- EPEC. (2019). *Empresa Provincial de la Energía de Córdoba. Resolución ERSEP N° 01/2019. Cuadro tarifario. Tarifa N° 3 Grandes consumos*. Obtenido de [https://www.epec.com.ar/docs/cuadro-tarifario/tarifa\\_n3201901.pdf](https://www.epec.com.ar/docs/cuadro-tarifario/tarifa_n3201901.pdf)
- EPRE Ente Provincial Regulador de la Energía de la Energía de Entre Ríos. (1995). *Decreto 1300/95 Reglamentario de la Ley N° 8916/95*. Obtenido de [http://www.epre.gov.ar/Dcto\\_1300.pdf](http://www.epre.gov.ar/Dcto_1300.pdf)  
[http://www.epre.gov.ar/Dcto\\_1300.pdf](http://www.epre.gov.ar/Dcto_1300.pdf)
- EPRE Ente Provincial Regulador de la Energía de la Energía de Entre Ríos. (1995). *Ley Provincial 8916/95, Marco Regulatorio Eléctrico Provincial*. Obtenido de [http://www.epre.gov.ar/Ley\\_8916.pdf](http://www.epre.gov.ar/Ley_8916.pdf)
- EPRE Ente Regulador Provincial de la Energía de la Provincia de Entre Ríos. (2016). *Resolución N° 168/16*. Obtenido de <http://epre.gov.ar/web/resolucion-no-16816/>
- Ministerio de Energía, Subsecretaría de Energía. (2018). *Disposición 75/2018*. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/310000-314999/312984/norma.htm>
- Ministerio de Hacienda, Secretaria de Energía. (2019). *Resolución 366/2018*. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-366-2018-318289/texto>
- Poder Legislativo. (1992). *Ley 24.065 Régimen de la Energía Eléctrica*. Obtenido de Infoleg: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/norma.htm>
- Secretaría de la Energía Eléctrica. (1992). *Decreto N° 1398/92*. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/5000-9999/9802/norma.htm>

# Tarifas Eléctricas

Comparación de tarifas de distribución de la energía eléctrica

En este libro se compilan los resultados de analizar y comparar las tarifas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad de las provincias de Entre Ríos, Santa Fe, Corrientes y Córdoba para el mes de febrero de 2019.

Esta iniciativa surgió como una preocupación del Consejo Empresario de Entre Ríos de la manera en que están conformados los costos eléctricos para distintos tipos de usuarios, sean estos residenciales, comerciales, industriales y grandes demandas, y si los mismos podrían ser comparados con tarifas similares de provincias vecinas, con el fin de analizar el costo real del componente energético y la carga impositiva explícita, todo ello para analizar la competitividad de los distintos sectores empresariales, donde los costos energéticos hoy se presentan como relevantes.

**JOSÉ STELLA**

