



AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

**INFORME SOBRE EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN
PANAMÁ
2008-2019**

Agosto 2021

INTRODUCCIÓN

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos ha mantenido el sistema estadístico del servicio público de electricidad por medio de la recolección, ordenamiento, sistematización y publicación de toda la información relevante del sector eléctrico.

Este documento presenta especial importancia porque muestra la evolución de distintos aspectos de la oferta, la demanda, los precios y subsidios del sector eléctrico en los últimos 10 años, ofreciendo una situación global de las actividades del sector, así como su comportamiento, de tal manera que pueda utilizarse como herramienta de análisis para el público en general.

En la primera sección presentaremos distintos aspectos de la oferta, iniciando con la evolución de la capacidad instalada total, posteriormente su detalle por tipo de planta y finalmente compararemos la capacidad total instalada con la demanda máxima del sistema interconectado nacional.

En el segundo lugar, trataremos algunos aspectos de la demanda, iniciando con la evolución de la cantidad de clientes por empresa distribuidora. Posteriormente, desarrollaremos la evolución de la venta de energía por distribuidora.

Como tercer punto, presentaremos algunos aspectos regulatorios sobre la actualización de las tarifas eléctricas en distribución, la evolución del precio promedio de la electricidad, costo de generación promedio por distribuidora, monómico de los contratos de generación por distribuidora

Y finalmente, sintetizaremos los aspectos más relevantes de los subsidios a los clientes finales y los Aportes del Estado en los años estudiados.

Tabla de contenido

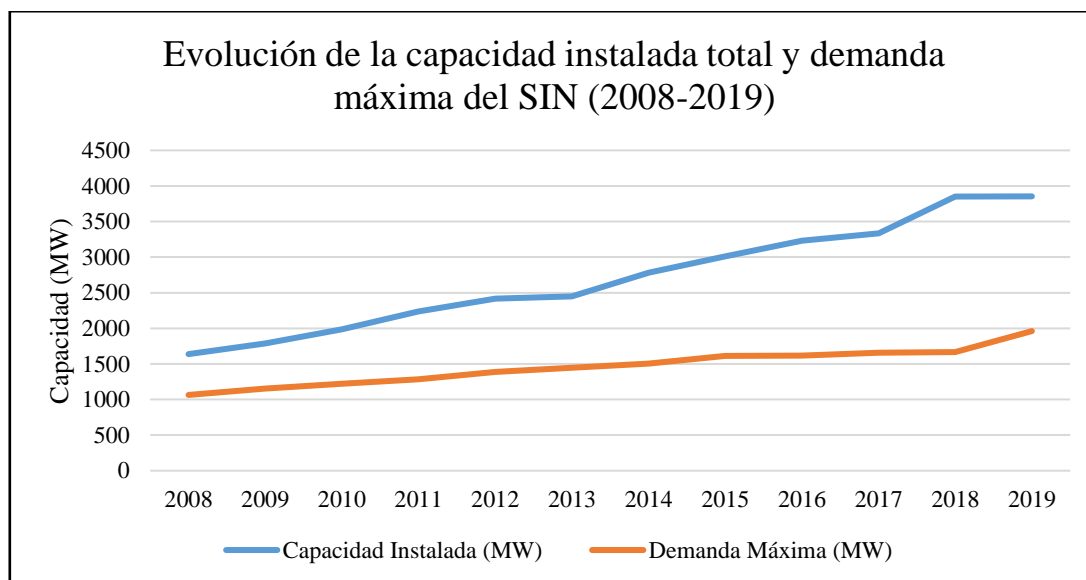
INTRODUCCIÓN	1
1. OFERTA	3
1.1 CAPACIDAD INSTALADA.....	3
1.2 GENERACIÓN.....	6
2. DEMANDA	9
2.1 CLIENTES	9
2.2 CONSUMO DE ENERGÍA	12
2.3 DEMANDA MÁXIMA	13
2.4 FACTOR DE CARGA.....	16
2.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	17
3. PRECIOS	19
3.1 MARCO LEGAL	19
3.2 ACTUALIZACIÓN DE LAS TARIFAS A LOS CLIENTES REGULADOS	20
3.3 CARGOS TARIFARIOS EN LA TARIFA ELÉCTRICA	21
3.4 COSTOS QUE SE CONSIDERAN EN LOS CARGOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	24
3.5 PRECIO PROMEDIO DE LA ELECTRICIDAD	27
3.6 COSTO DE GENERACIÓN PROMEDIO POR DISTRIBUIDORA EN B/. / MWh	30
3.7 MONÓMICO DE CONTRATOS DE GENERACIÓN POR DISTRIBUIDORA EN B./MWh.....	32
4. SUBSIDIOS Y APORTES DEL ESTADO	35
4.1 SUBSIDIOS INTERNALIZADOS EN LA TARIFA ELÉCTRICA.....	35
DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY 11 DE 21 DE JUNIO DE 1979:	37
DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY 2 DE 20 DE MARZO DE 1986:.....	37
DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY 6 DE 16 DE JUNIO DE 1987:	38
DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY 9 DEL 21 DE SEPTIEMBRE DE 1988:	39
DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY 15 DEL 7 DE FEBRERO DE 2001:.....	40
DESCUENTO OTORGADO DE ACUERDO CON LA LEY 134 DE 31 DE DICIEMBRE DE 2013.....	41
4.2 APORTES DEL ESTADO.....	42

1. OFERTA

1.1 CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada ¹ se refiere a la capacidad de placa de las centrales de generación. La capacidad instalada total constituye la sumatoria de todas las potencias nominales de las centrales energéticas en Panamá.

Panamá cuenta con una capacidad instalada de generación al cierre del 2019 de 3,853.85 MW², los cuales abastecen una demanda máxima de 1,961 MW³. Esta capacidad proviene principalmente de fuentes hidráulicas 46.5%, térmicas 41.5%, solares 5%, eólicas 7%.



Año	Capacidad Instalada (MW) ⁴	Demanda Máxima (MW) ⁵
2008	1,637.93	1,064.25
2009	1,789.00	1,153.99
2010	1,986.60	1,222.40
2011	2,239.33	1,286.46
2012	2,419.03	1,386.27
2013	2,448.23	1,443.94
2014	2,781.88	1,503.46
2015	3,012.56	1,612.00
2016	3,231.38	1,618.00
2017	3,336.10	1,657.00
2018	3,849.25	1,665.00
2019	3,853.85	1,961.00

¹ Estadística de Producción de Electricidad de los países del Sistema de Integración Centroamericano (SICA). (2018). Consultado 28 Septiembre 2020, de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/446614/S1900507_es.pdf

² Dato suministrado por las Empresas Generadoras a la ASEP (Formulario E-120G)

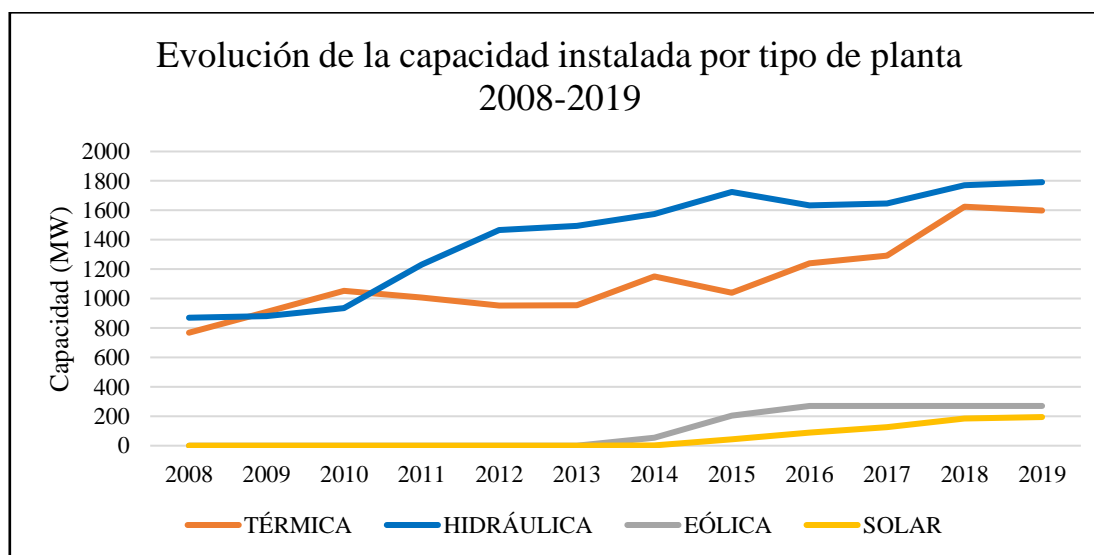
³ Dato obtenido Estadísticas - Centro Nacional de Despacho - ETESA. (2020). Consultado 28 Septiembre 2020, de <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>

⁴ Datos de capacidad instalada suministrada por empresas generadoras

⁵ Datos de demanda máxima publicado por el Centro Nacional de Despacho

Como puede observarse en el gráfico anterior, en estos últimos 10 años la capacidad instalada se ha incrementado más del doble de la capacidad existente en el 2008, al pasar de 1,638MW (2008) a 3,854MW (2019), lo anterior sustentado en el incremento de la demanda del país que conlleva una ampliación de la capacidad existente y la integración de otras fuentes de energía en la matriz energética.

Es importante destacar que estos datos corresponden únicamente a la relación entre la capacidad instalada y la demanda máxima total del sistema, la cual, en ocasiones difiere de la realidad debido a indisponibilidades de capacidad instalada de algunas unidades de generación. Este es un aspecto de alta importancia y se debe tener en consideración con el cálculo de la potencia firme, debido a que, en determinados momentos, puede la misma puede reducirse por la falta de recursos hídricos, dada las variaciones en los aportes de agua durante distintos momentos del año, trayendo como consecuencia la disminución de la capacidad firme en algunas centrales hidroeléctricas.

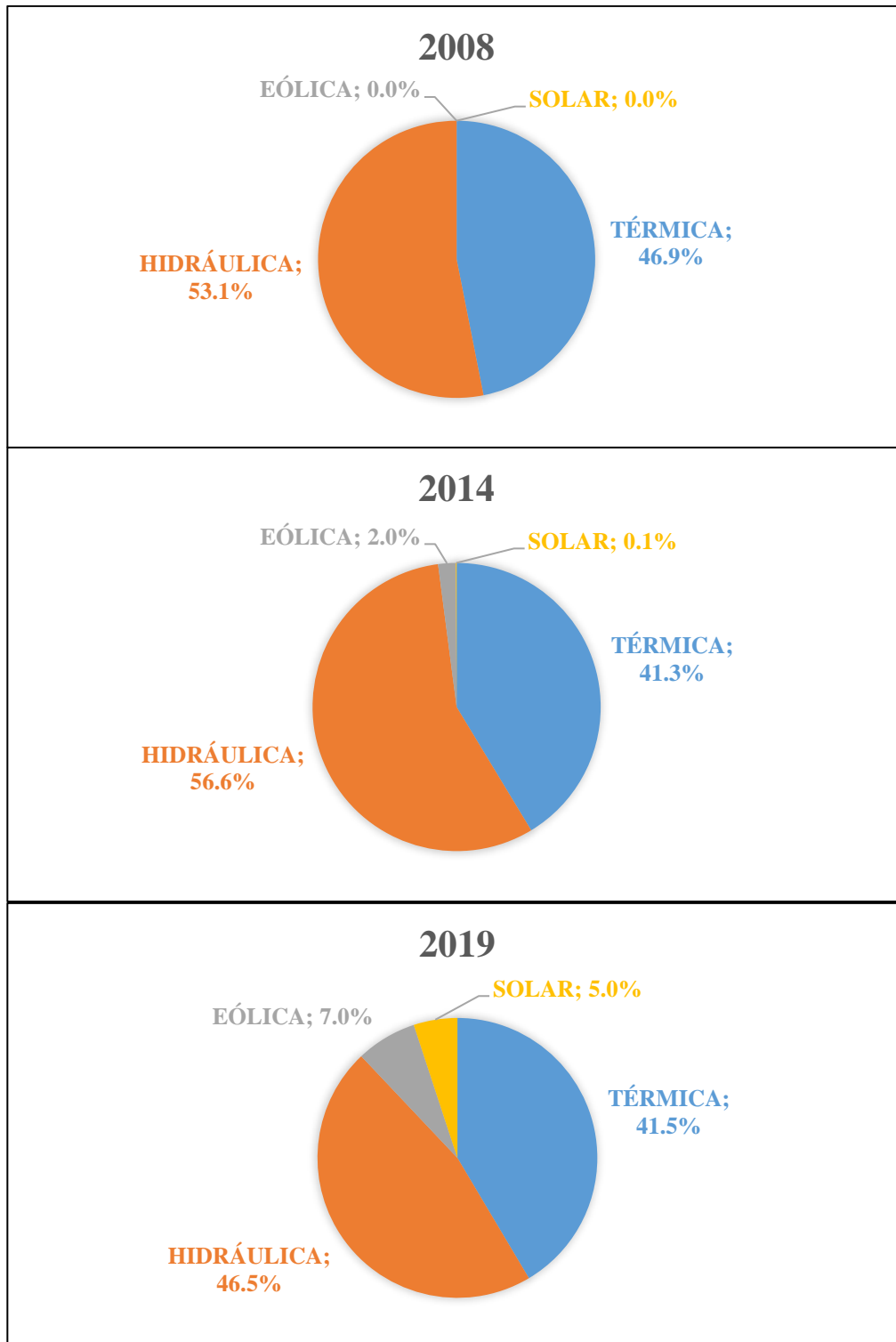


Capacidad instalada por tipo de central de generación en MW

Año	TÉRMICA	HIDRÁULICA	EÓLICA	SOLAR	TOTAL
2008	768	870	0	0	1,638
2009	909	880	0	0	1,789
2010	1,052	935	0	0	1,987
2011	1,008	1,231	0	0	2,239
2012	953	1,466	0	0	2,419
2013	954	1,494	0	0	2,448
2014	1,150	1,574	55	2	2,782
2015	1,040	1,725	205	43	3,013
2016	1,240	1,633	270	89	3,231
2017	1,292	1,647	270	127	3,336
2018	1,625	1,770	270	184	3,849
2019	1,598	1,791	270	195	3,854

Fuente: Datos suministrados por empresas generadoras

Capacidad Instalada por tipo de plantas
Composición porcentual al cierre del 2008, 2014, 2019



Fuente: Datos suministrados por empresas generadoras

Con respecto a la capacidad instalada por tipo de planta, nótese que del año 2013 y previos, la matriz energética estaba compuesta principalmente por plantas hidráulicas (53.1%) o térmicas (Plantas de vapor, motores de combustión, turbina de gas, ciclos combinados que constituían el 46.9%).

Para el año 2014, las plantas hidráulicas lideraban la composición de la matriz con 56.6%, seguidas de las térmicas con 41.3% y finalmente, se integran un 2.1% de otras fuentes renovables, de los cuales 2% correspondían a plantas eólicas (55MW) y 0.1% por plantas solares (2MW).

En el 2019, las plantas hidráulicas representaban el 46.5% de la matriz, seguida de las térmicas con 41.5%, las eólicas 7% y finalmente las solares con 5%.

Tasa de crecimiento promedio de la capacidad instalada por quinquenio

Periodo	Total	Térmica	Hidráulica	Eólica	Solar
2010-2015	9%	0%	13%	0 %	0 %
2015-2019	6%	11%	1%	7%	46%

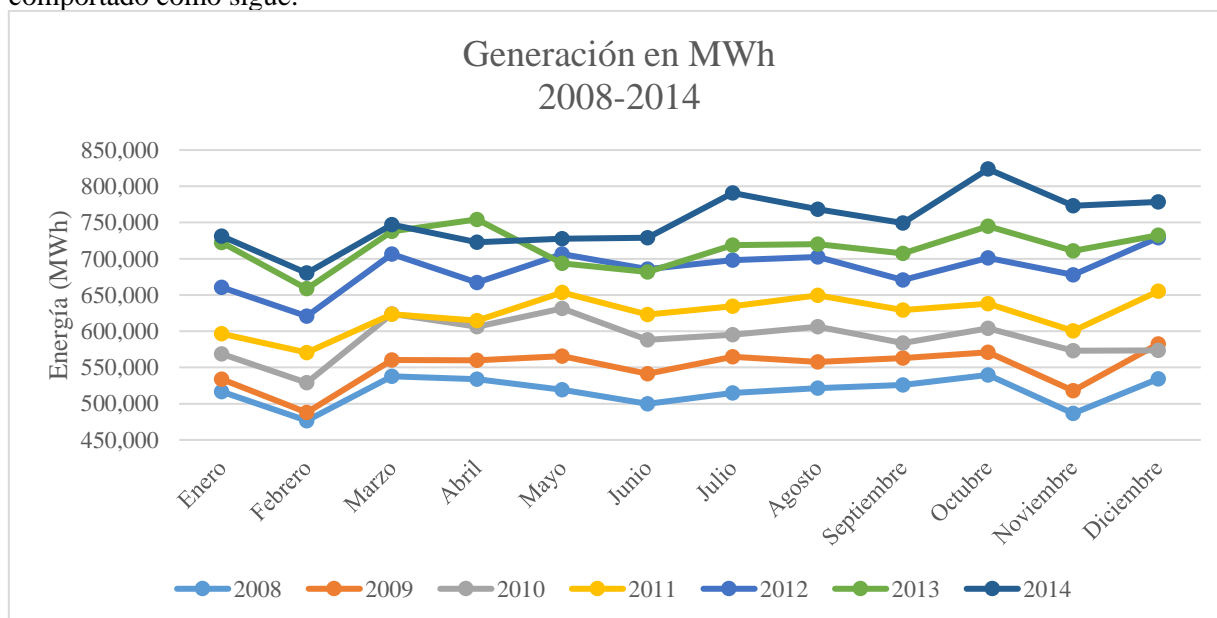
Se observa que la tasa de crecimiento promedio de la capacidad instalada partiendo del año 2010 fue de 9% (Periodo 2010-2015), 6% (Periodo 2015-2019). Para el periodo 2015-2019 la tasa de crecimiento de las centrales eólicas y solares fue superior al periodo anterior.

El Anexo A resume los principales hitos asociados al crecimiento de la capacidad instalada en el país desde el año 2008 hasta el año 2019.

1.2 GENERACIÓN

La ley 6 de 1997 que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad define generación como la producción de energía eléctrica por cualquier medio.

Según el Centro Nacional de Despacho la generación de electricidad por mes y por año se ha comportado como sigue:

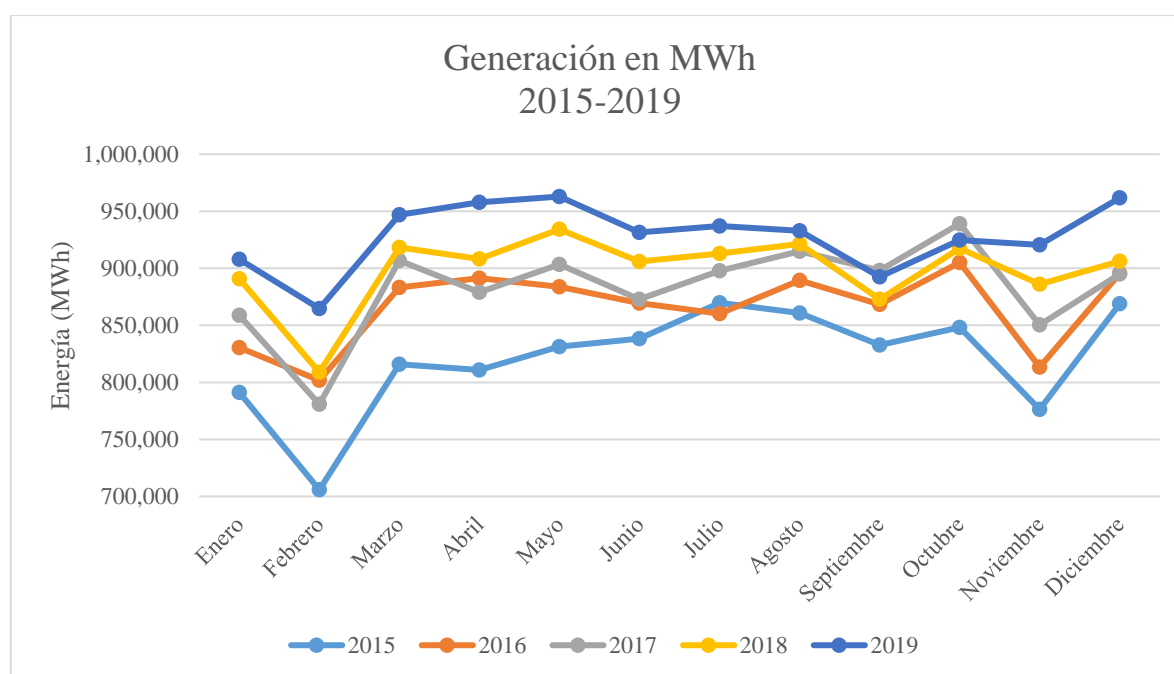


Fuente: Datos Históricos del Mercado, Estadísticas - Centro Nacional de Despacho - ETESA. (2020). Consultado 1 Febrero 2021, de <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>

**Cuadro comparativo de Generación en GWh
2008-2014**

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	516.52	476.63	537.81	533.87	519.33	499.65	514.64	521.36	525.73	539.73	486.79	534.45
2009	533.71	487.86	560.17	560.09	565.59	541.49	564.75	557.48	562.88	570.75	517.94	582.44
2010	568.83	528.92	623.87	606.22	631.43	588.10	595.12	606.23	583.77	603.97	573.33	573.57
2011	596.36	570.60	623.52	614.69	653.55	623.17	634.44	649.67	629.42	638.23	600.40	655.12
2012	660.52	620.74	706.55	667.30	706.62	685.68	697.98	702.53	670.67	701.14	677.65	729.03
2013	722.45	658.59	737.73	754.36	693.47	681.89	718.99	720.21	707.38	745.08	710.99	732.33
2014	731.20	680.24	746.92	722.71	727.61	729.15	790.73	768.40	749.15	823.79	773.02	778.52

Fuente: Datos Históricos del Mercado, Estadísticas - Centro Nacional de Despacho - ETESA. (2020). Accesado 5 Octubre 2020, de <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>



Fuente: Datos Históricos del Mercado, Estadísticas - Centro Nacional de Despacho - ETESA. (2020). Accesado 1 Febrero 2021, de <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>

**Cuadro comparativo de Generación en GWh
2015-2019**

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2015	791.14	705.79	815.92	810.98	831.24	838.33	869.73	860.85	832.67	848.19	776.23	868.93
2016	830.41	801.77	883.30	891.31	883.87	869.46	860.29	889.51	868.31	905.11	813.46	895.45
2017	858.87	780.83	906.80	879.10	903.38	872.87	897.92	914.89	898.12	939.07	850.50	894.97
2018	890.93	808.84	918.41	908.14	934.16	905.84	912.84	921.27	872.96	917.54	886.04	906.17
2019	907.86	864.73	946.85	957.79	962.90	931.60	937.17	932.97	892.38	924.75	920.66	961.79

Fuente: Datos Históricos del Mercado, Estadísticas - Centro Nacional de Despacho - ETESA. (2020). Accesado 5 Octubre 2020, de <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>

Tasa promedio de crecimiento (%) anual en generación por quinquenios

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
2008-2013	7%	7%	7%	7%	6%	6%	7%	7%	6%	7%	8%	7%	7%
2013-2018	4%	4%	4%	4%	6%	6%	5%	5%	4%	4%	5%	4%	5%

La generación del sistema creció entre 2008 y 2013 a una tasa promedio anual del 7%. En el periodo 2013-2018 el crecimiento de generación aumentó a un ritmo menor que el periodo pasado, registrando una cifra promedio anual de 5%.

2. DEMANDA

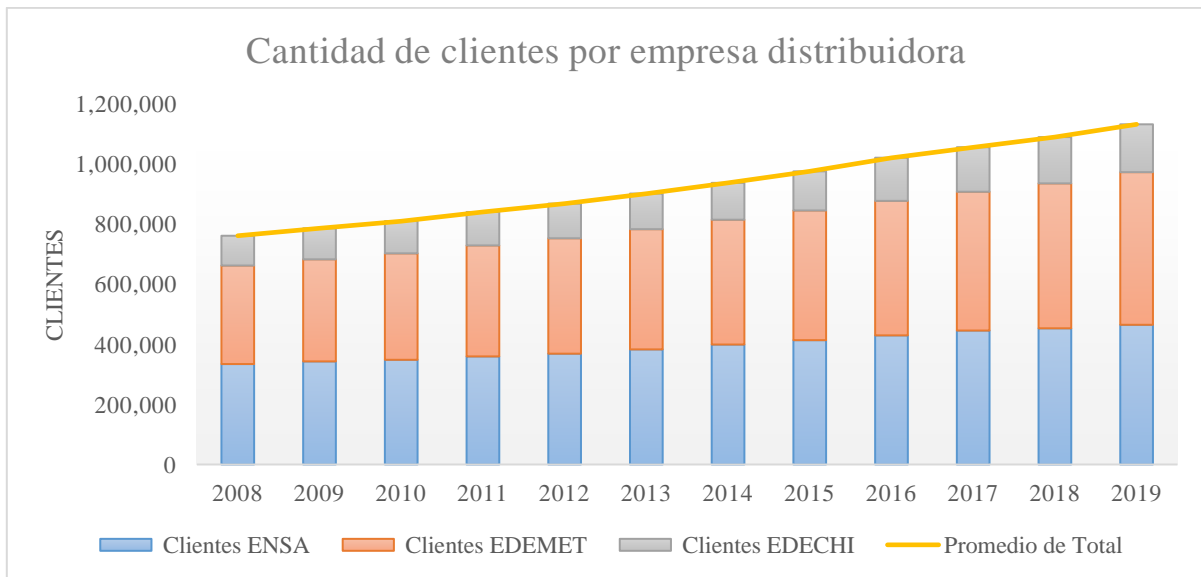
De acuerdo con lo establecido en el Título I “Disposiciones Generales” del Reglamento de Distribución y Comercialización, la demanda puede definirse como el valor promedio de la potencia medido durante un intervalo de tiempo especificado. Se expresa en kW. La duración del periodo varía entre unos segundos y quince (15) minutos.

En esta sección del informe se presentará la evolución de la demanda en el mercado eléctrico panameño desde el 2008 hasta el 2019. La información base ha sido suministrada por las empresas distribuidoras, y se presentará las principales variables de mercado que se utilizan: clientes, energía, demanda y pérdidas.

La evolución de la demanda de energía eléctrica en el tiempo se encuentra estrechamente relacionado a variables externas al sistema eléctrico como indicadores socioeconómicos: ⁶la población urbana y rural del país, Producto Interno Bruto Global (PIB) y variación del nivel de precios en el país (inflación), poder adquisitivo y datos demográficos. Por otro lado, también se debe considerar los indicadores eléctricos que contemplan el consumo de energía, la demanda máxima, el factor de carga, las pérdidas de energía, los precios de la energía entre otros.

2.1 CLIENTES

La Ley 6 de 1997, define cliente como toda persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad, como propietario del inmueble donde se presta como receptor directo del servicio, y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas reguladas. Los clientes finales pueden ser clientes o grandes clientes que compran electricidad para su uso y no para la reventa. En la gráfica a continuación presentamos la evolución de la cantidad de clientes por empresas distribuidoras.



⁶ Resolución 16140-Elec (2020) Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019-2033 (PESIN 2019), presentado por la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA). Accesado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/consultas_publicas/2019/cp_012-2019/tomoI-estudios_basicos_2019-2033/tomoI-estudios_basicos_2019-2033.pdf. Tomo I pp31

Cantidad de clientes promedio por empresa distribuidora⁷

Años	Clientes ENSA	Clientes EDEMET	Clientes EDECHI	Clientes totales
2008	334,484	328,089	99,143	761,717
2009	343,280	339,881	103,323	786,484
2010	348,677	354,408	107,454	810,539
2011	359,900	369,564	111,350	840,814
2012	369,041	384,281	115,372	868,693
2013	383,317	400,251	118,597	902,165
2014	399,485	415,578	122,715	937,778
2015	414,023	431,877	130,158	976,057
2016	429,973	447,860	143,692	1,021,525
2017	446,086	462,155	148,267	1,056,507
2018	453,513	482,601	154,139	1,090,253
2019	465,235	508,241	159,261	1,132,737

Tasa promedio de crecimiento (%) anual de clientes por empresa distribuidora por quinquenios

Periodo	Clientes ENSA	Clientes EDEMET	Clientes EDECHI	Clientes Totales
2008-2013	3%	4%	4%	3%
2013-2018	3%	4%	5%	4%

- La tasa de crecimiento promedio anual del total de clientes del sector eléctrico se desarrolla entre un 3% a un 4%.
- Del 2008 al 2019 el total de los clientes creció un 43% al pasar de 761,717 clientes en el año 2008 a 1,132,737 clientes en el año 2019.
- La composición porcentual promedio de la cantidad de clientes por distribuidora se encuentra detallado como sigue: 44% clientes de EDEMET, 43% clientes de ENSA y 13% los clientes de EDECHI.
- Aproximadamente, el 98.6% de los clientes regulados se encuentran en las tarifas BTS (incluye la tarifa BTS1, BTS2 y BTS3), un 1.2% en la tarifa BTD y el 0.03% se encuentra distribuido entre las tarifas BTH, MTD, MTH, ATD y ATH, respectivamente.

⁷ Fuente: Empresas distribuidoras

Cantidad promedio de clientes Empresa de Distribución Elektra Noreste, S.A

Años	BTS	BTD	BTH	MTD	MTH	ATD	ATH	Total
2008	330,468	3,621	87	300	4	4	0	334,484
2009	339,150	3,708	89	323	4	5	0	343,280
2010	344,480	3,759	96	337	4	2	0	348,677
2011	355,521	3,934	97	342	4	2	0	359,900
2012	364,388	4,150	93	379	5	2	0	369,017
2013	378,407	4,372	98	407	6	2	0	383,292
2014	394,453	4,462	104	433	6	2	0	399,460
2015	408,558	4,874	93	465	7	2	0	413,999
2016	424,423	4,931	84	501	21	1	0	429,960
2017	440,258	5,183	81	500	40	2	0	446,063
2018	447,552	5,289	83	481	48	2	0	453,456
2019	459,087	5,424	85	438	44	2	3	465,081

Fuente: Empresa de distribución Elektra Noreste S.A

Cantidad promedio de clientes Empresa de Distribución Metro Oeste, S.A

Años	BTS	BTD	BTH	MTD	MTH	ATD	ATH	Total
2008	321,124	6,458	199	303	5	0	0	328,089
2009	332,858	6,499	201	317	6	0	0	339,881
2010	347,598	6,290	183	334	4	0	0	354,408
2011	362,432	6,606	172	349	5	0	0	369,564
2012	376,728	7,014	159	373	7	1	0	384,281
2013	392,384	7,302	155	404	6	0	0	400,251
2014	407,415	7,549	184	422	7	0	0	415,578
2015	423,482	7,792	160	436	7	1	0	431,877
2016	439,298	7,962	129	463	6	0	0	447,860
2017	453,529	8,010	121	489	6	0	0	462,155
2018	473,818	8,138	129	508	8	0	0	482,601
2019	499,260	8,322	141	509	9	0	0	508,241

Fuente: Empresa de distribución Metro Oeste S.A

Cantidad promedio de clientes Empresa de Distribución Chiriquí, S.A

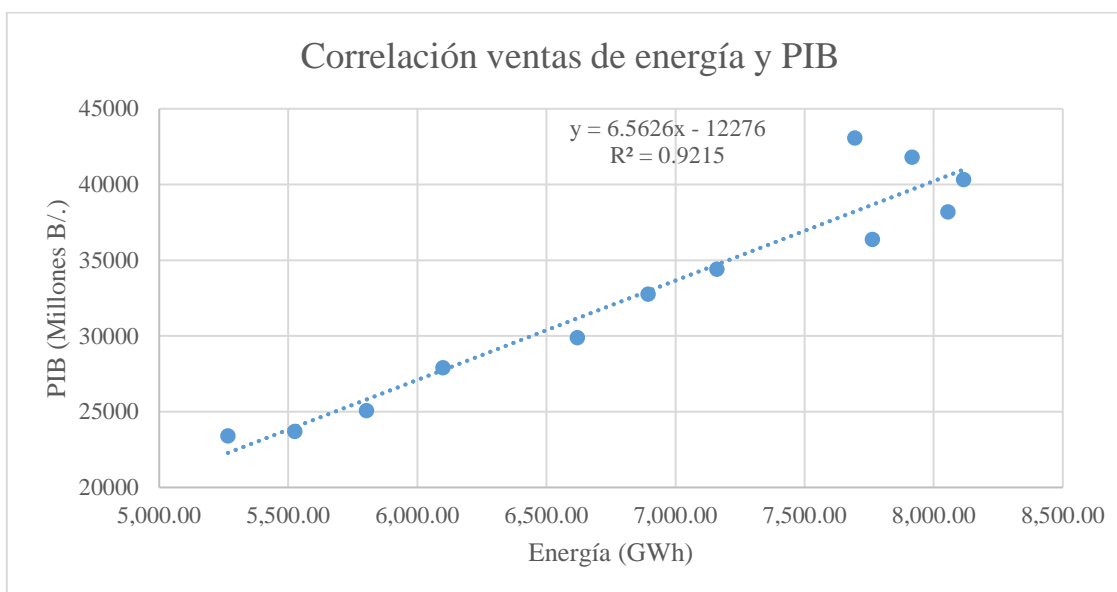
Años	BTS	BTD	BTH	MTD	MTH	ATD	ATH	Total
2008	98,229	670	16	223	1	0	3	99,143
2009	102,381	686	17	234	4	0	2	103,323
2010	106,452	735	19	240	6	0	2	107,454
2011	110,301	778	19	243	7	0	2	111,350
2012	114,263	837	20	242	8	0	2	115,372
2013	117,439	885	21	242	9	0	2	118,597
2014	121,502	929	23	250	9	0	2	122,715
2015	128,944	931	23	246	12	0	2	130,158
2016	142,445	972	20	239	15	0	2	143,692
2017	146,991	1,000	18	243	13	0	2	148,267
2018	152,821	1,041	19	246	10	0	2	154,139
2019	157,907	1,069	21	251	10	0	2	159,261

Fuente: Empresa de distribución Chiriquí S.A

2.2 CONSUMO DE ENERGÍA

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país. Luego de realizar una regresión lineal entre las variables venta de energía en GWh con el Producto Interno Bruto en millones de Balboas obtenemos lo siguiente:

Año	Energía (GWh) ⁸	PIB-En Millones de Balboas ⁹
2008	5,265.89	B/.23,394.80
2009	5,526.04	B/.23,685.60
2010	5,802.98	B/.25,066.00
2011	6,099.20	B/.27,901.90
2012	6,619.70	B/.29,876.28
2013	6,893.33	B/.32,744.90
2014	7,160.04	B/.34,404.00
2015	7,762.90	B/.36,376.30
2016	8,055.05	B/.38,178.20
2017	8,116.67	B/.40,315.80
2018	7,916.86	B/.41,804.30
2019	7,694.55	B/. 43,061.10



Estadística de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.9599
R^2	0.9215
R	0.9599

El coeficiente de correlación es muy cercano a 1, lo que nos indica que las dos variables en estudio poseen una correlación positiva, por lo cual existe una fuerza de asociación entre los dos valores. Lo

⁸ Fuente: Datos suministrados por las empresas distribuidoras. La energía incluye las ventas a los clientes regulados y alumbrado público

⁹ Fuente: INEC. (2020). Instituto Nacional de Estadística y Censo. Accedido 5 Octubre 2020, de https://www.inec.gob.pa/publicaciones/Default3.aspx?ID_PUBLICACION=996&ID_CATEGORIA=4&ID_SUBCATEGORIA=26

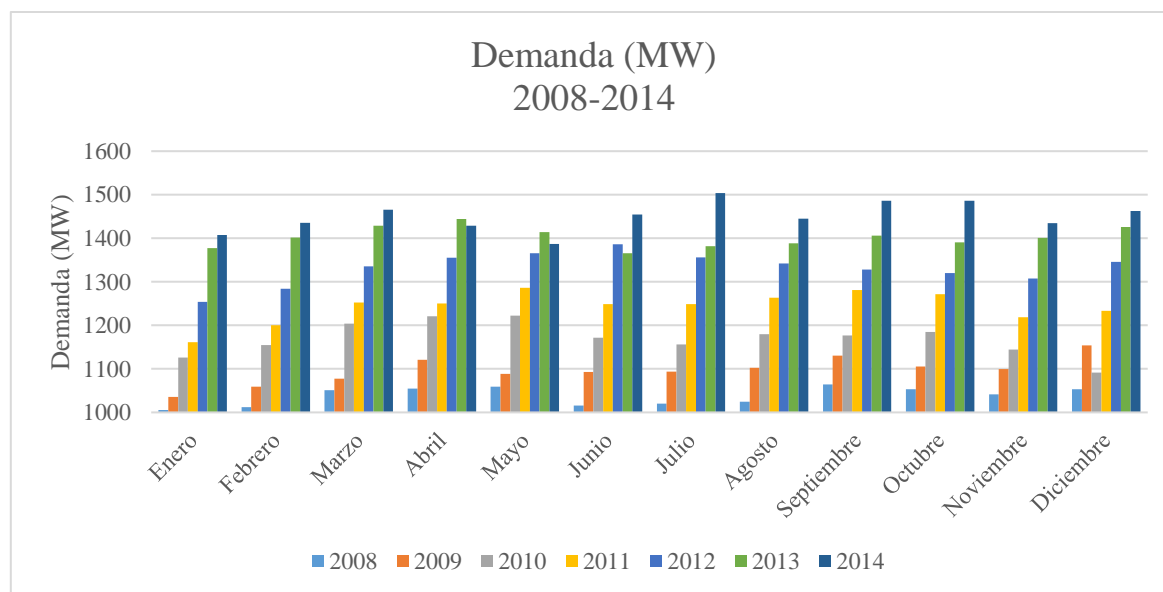
anterior quiere decir que si el PIB se incrementa se espera que el consumo de energía del país siga esta tendencia. A continuación, se presentan las ventas de energía en GWh por empresa distribuidora:

Venta de energía por empresa distribuidora¹⁰

Años	Energía ENSA (GWh)	Energía EDEMET (GWh)	Energía EDECHI (GWh)	Energía total (GWh)
2008	2,204.14	2,644.10	417.65	5,265.89
2009	2,304.60	2,781.30	440.15	5,526.04
2010	2,364.27	2,960.53	478.19	5,802.98
2011	2,476.41	3,108.21	514.58	6,099.20
2012	2,671.57	3,379.26	568.88	6,619.70
2013	2,804.35	3,500.15	588.82	6,893.33
2014	2,922.78	3,628.45	608.81	7,160.04
2015	3,149.11	3,910.81	702.98	7,762.90
2016	3,276.42	4,015.45	763.19	8,055.05
2017	3,333.40	4,010.55	772.72	8,116.67
2018	3,229.45	3,935.38	752.03	7,916.86
2019	3,140.72	3,762.27	791.57	7,694.55

2.3 DEMANDA MÁXIMA

De acuerdo con lo establecido en el Título I “Disposiciones Generales” del Reglamento de Distribución y Comercialización, la demanda máxima puede definirse como el mayor valor de la demanda durante un período específico de tiempo; usualmente el período de facturación, i.e. un mes, etc. A continuación, se presenta la demanda máxima en MW registrada mensual y anualmente desde el año 2008 hasta el año 2019, respectivamente.

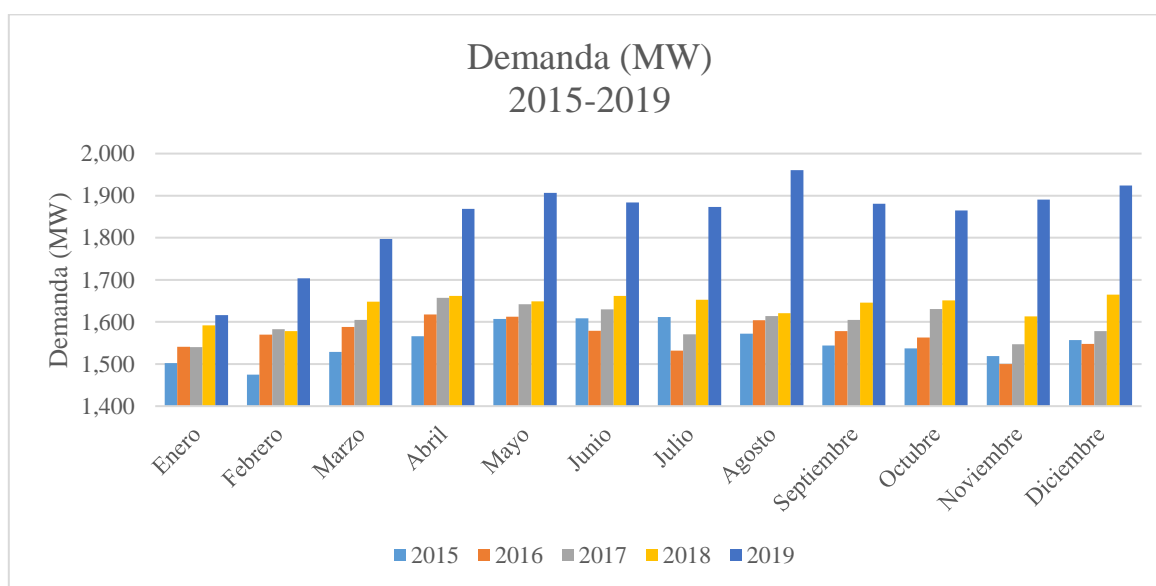


Fuente: Centro Nacional de Despacho

¹⁰ Fuente: Datos suministrados por las empresas distribuidoras. La energía incluye la consumida por los clientes regulados y la energía del alumbrado público.

**Cuadro comparativo de Demanda Máxima en MW
2008-2014**

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	1,005	1,012	1,051	1,055	1,059	1,016	1,020	1,025	1,064	1,053	1,041	1,053
2009	1,036	1,059	1,078	1,121	1,088	1,093	1,093	1,102	1,130	1,105	1,100	1,154
2010	1,126	1,155	1,204	1,221	1,222	1,172	1,156	1,179	1,176	1,185	1,145	1,091
2011	1,161	1,200	1,252	1,250	1,286	1,249	1,249	1,263	1,281	1,271	1,218	1,233
2012	1,254	1,284	1,336	1,355	1,366	1,386	1,356	1,342	1,328	1,320	1,307	1,346
2013	1,378	1,402	1,429	1,444	1,414	1,366	1,382	1,389	1,406	1,391	1,401	1,426
2014	1,408	1,435	1,466	1,429	1,387	1,455	1,503	1,445	1,486	1,486	1,435	1,463



Fuente: Centro Nacional de Despacho

Nota: Incluye la demanda de Minera Panamá en el año 2019

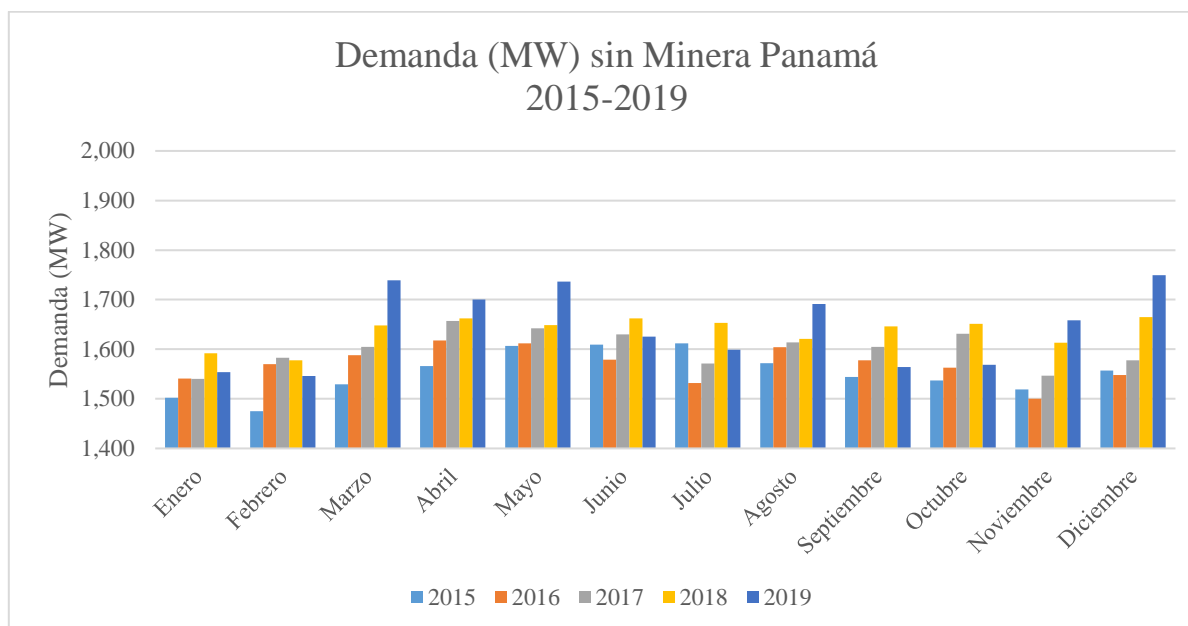
**Cuadro comparativo de Demanda Máxima en MW
2015-2019¹¹**

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2015	1,502	1,475	1,529	1,566	1,607	1,609	1,612	1,572	1,544	1,537	1,519	1,557
2016	1,541	1,570	1,588	1,618	1,612	1,579	1,532	1,604	1,578	1,563	1,500	1,548
2017	1,540	1,583	1,605	1,657	1,642	1,630	1,571	1,614	1,605	1,631	1,547	1,578
2018	1,592	1,578	1,648	1,662	1,649	1,662	1,653	1,621	1,646	1,651	1,613	1,665
2019	1,616	1,704	1,797	1,869	1,907	1,884	1,873	1,961	1,881	1,865	1,891	1,924

Tasa promedio de crecimiento (%) anual de la demanda con Minera Panamá por mes y por quinquenios

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
2009-2014	6%	6%	6%	5%	5%	6%	7%	6%	6%	6%	5%	5%	6%
2014-2019	3%	3%	4%	6%	7%	5%	4%	6%	5%	5%	6%	6%	5%

¹¹ Fuente: Datos Históricos del Mercado, Estadísticas - Centro Nacional de Despacho - ETESA. (2020). Accesado 5 Octubre 2020, de <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>



**Cuadro comparativo de Demanda Máxima sin Minera Panamá en MW
2015-2019¹²**

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2015	1,502	1,475	1,529	1,566	1,607	1,609	1,612	1,572	1,544	1,537	1,519	1,557
2016	1,541	1,570	1,588	1,618	1,612	1,579	1,532	1,604	1,578	1,563	1,500	1,548
2017	1,540	1,583	1,605	1,657	1,642	1,630	1,571	1,614	1,605	1,631	1,547	1,578
2018	1,592	1,578	1,648	1,662	1,649	1,662	1,653	1,621	1,646	1,651	1,613	1,665
2019	1,554	1,546	1,739	1,700	1,736	1,625	1,599	1,691	1,564	1,568	1,658	1,749

Tasa promedio de crecimiento (%) anual de la demanda sin Minera Panamá por mes y por quinquenios

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
2009-2014	6%	6%	6%	5%	5%	6%	7%	6%	6%	6%	5%	5%	6%
2014-2019	2%	2%	3%	4%	5%	2%	1%	3%	1%	1%	3%	4%	3%

- La demanda máxima del sistema creció entre 2009 y 2014 a una tasa promedio anual del 6%. En el periodo 2014-2019 el crecimiento de la demanda máxima aumentó a un ritmo menor que el periodo pasado, registrando una cifra de 5% incluyendo los efectos de la demanda de Minera Panamá. Si no consideramos para el periodo 2014-2019 los efectos de la demanda de Minera Panamá observamos que el crecimiento es aún menor con un registro del 3%.
- Si comparamos la demanda del año 2019 sin los efectos de Minera Panamá al sistema contra la demanda del año 2018 observamos que la demanda se mantiene muy similar a la registrada en el año 2018.

¹² Fuente: Datos Históricos del Mercado, Estadísticas - Centro Nacional de Despacho - ETESA. (2020). Accesado 5 Octubre 2020, de <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>

- El comportamiento histórico de la demanda máxima desde el 2008 hasta el 2019 indica que las mayores demandas ocurren normalmente entre el II y III trimestre del año, especialmente para los meses de abril y mayo.

2.4 FACTOR DE CARGA

El factor de carga es la relación entre la carga promedio y la demanda máxima del mes y se calcula mediante la división de la energía requerida mensual, entre la demanda máxima del consumidor el día de demanda máxima y entre las horas del periodo abarcado.¹³

En otras palabras, el factor de carga es una medida que nos indica que tanto se utiliza la energía eléctrica o la eficiencia en el uso de la energía eléctrica. Este valor se encuentra siempre en un intervalo de 0 a 1, en donde siempre se busca estar cerca o más próximo al uno, ya que esto nos indica que se tiene uno más eficiente de la energía eléctrica. A continuación, se puede apreciar la fórmula para calcularla:

$$\text{Factor de carga}_{\text{anual}} = \frac{(\text{Energía eléctrica disponible en MWh})}{\text{Demanda máxima de generación en MW (DMG)} * 8760h}$$

El FC de un sistema eléctrico depende de los tipos de consumo que este presenta, usualmente para sistemas con mayores cargas comerciales e industriales, se obtienen mejores valores de FC. Por lo antes mencionado, el FC tiene un rol muy importante ya que este tiene una relación muy cercana a la Tarifa de energía eléctrica. Una de las causas que afecta la tarifa de la energía, es el uso de forma irregular o intermitencia de la energía eléctrica por parte de los consumidores finales, en otras palabras, los problemas son los picos de demanda, esto conlleva a que se tenga que utilizar generación térmica para cubrir estos picos, encareciendo la tarifa. También se debe contemplar la intermitencia de las plantas solares y eólicas¹⁴.

De acuerdo con los registros históricos anuales del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el factor de carga (FC) del SIN mantuvo estabilidad consistente a través del tiempo con una variación promedio de apenas el 0.2% evaluados en el periodo 2008-2019. A continuación, se detalla la data histórica del factor de carga según cifras publicadas por el Centro Nacional de Despacho.

Datos históricos del mercado para el factor de carga ¹⁵

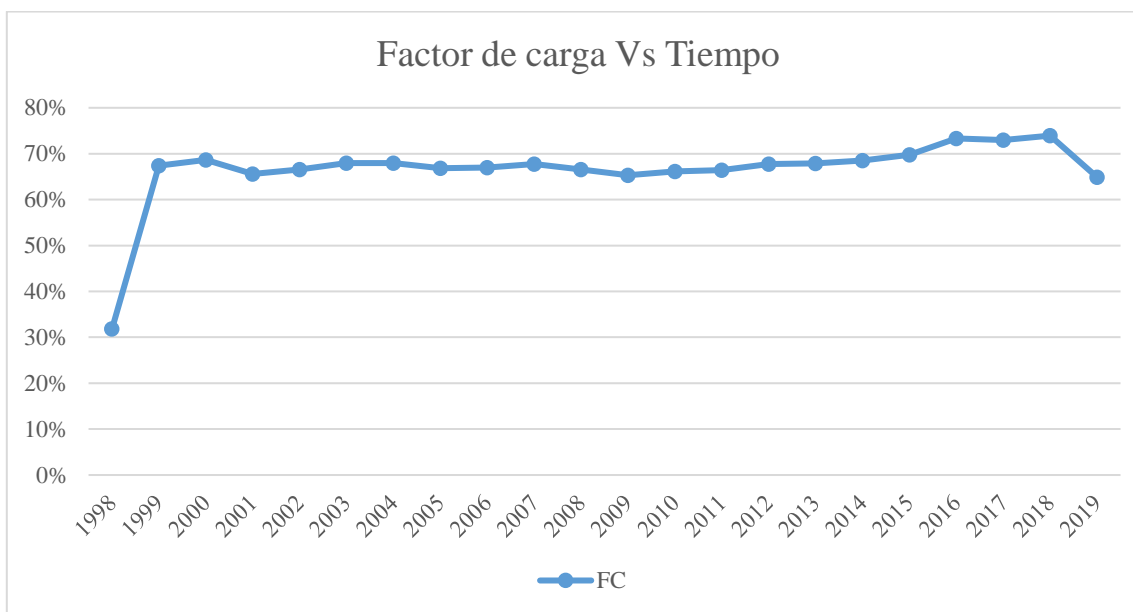
Año	DEMANDA MAXIMA MW	GENERACIÓN MWh	FC
1998	726.40	2,024,679.22	32%
1999	754.50	4,456,752.83	67%
2000	777.00	4,673,387.51	69%
2001	839.30	4,822,580.16	66%
2002	857.35	4,999,169.73	67%
2003	882.86	5,253,860.71	68%

¹³ Fuente: Centro Nacional de Despacho. (2020). Consultado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/reglamentaciones/mercado_mayorista/metodologia_detalle/metod-EMExt_IIDem_mid.pdf

¹⁴ Fuente: Resolución 16140-Elec (2020) Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019-2033 (PESIN 2019), presentado por la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA). Consultado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/consultas_publicas/2019/cp_012-2019/tomoI-estudios_basicos_2019-2033/tomoI-estudios_basicos_2019-2033.pdf. Tomo I pp45

¹⁵ Fuente: Centro Nacional de Despacho. (2020). Estadísticas - Centro Nacional de Despacho - ETESA. Consultado 5 Octubre 2020, de <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>

2004	924.96	5,503,526.56	68%
2005	946.28	5,540,214.79	67%
2006	971.34	5,696,972.42	67%
2007	1024.16	6,078,106.86	68%
2008	1064.25	6,206,505.48	67%
2009	1153.99	6,605,148.15	65%
2010	1222.40	7,083,370.62	66%
2011	1286.46	7,489,160.75	66%
2012	1386.27	8,226,415.26	68%
2013	1443.94	8,583,483.30	68%
2014	1503.46	9,021,434.83	68%
2015	1612.00	9,849,981.05	70%
2016	1618.00	10,392,260.59	73%
2017	1657.00	10,597,331.27	73%
2018	1665.00	10,783,137.88	74%
2019	1961.00	11,141,439.17	65%



Fuente: Centro Nacional de Despacho

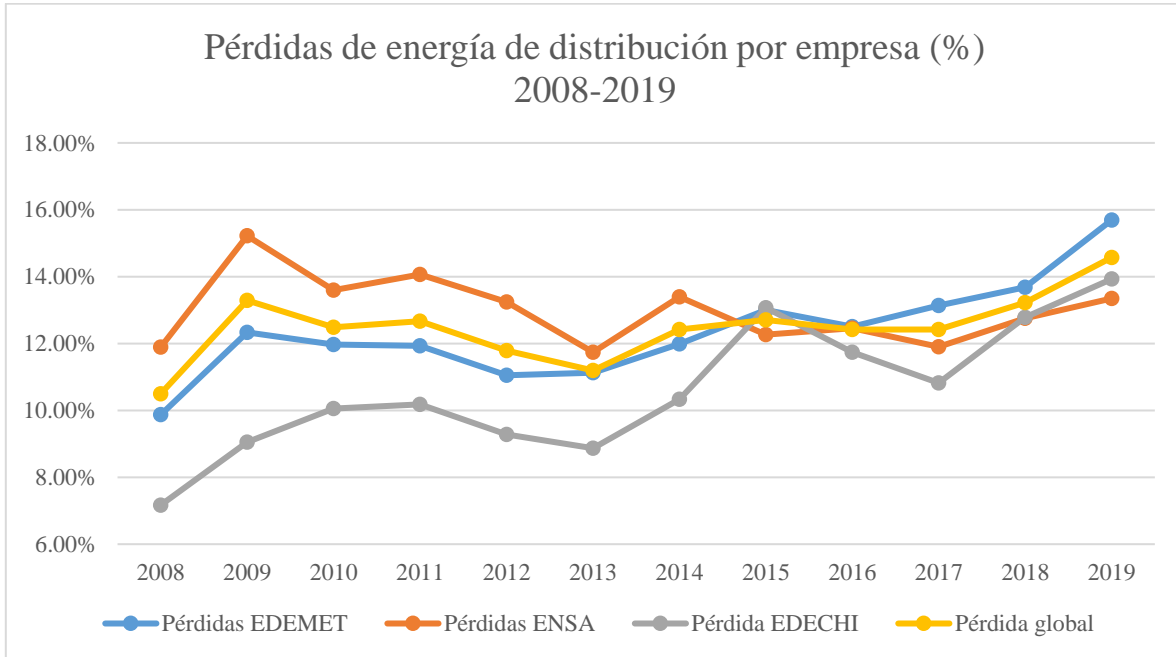
2.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El hecho de que cada persona cuente con energía eléctrica en sus casas, trabajos, empresas y negocios, implica un proceso de producción, transmisión y distribución de energía. Una vez se produce la energía eléctrica, para llevarla de un punto a otro, se utilizan largas líneas de transmisión y distribución, las cuales, con otros equipos, conforman la red de transmisión y distribución.

Como en todo tipo de transporte se puede producir pérdidas, definitivamente el transporte de energía eléctrica también cuenta con pérdidas, a estas se les conoce como pérdidas de energía eléctrica y se clasifican en dos tipos, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.¹⁶

¹⁶ Fuente: Resolución 16140-Elec (2020) Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019-2033 (PESIN 2019), presentado por la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA). Accedido 5 Octubre 2020, de

Para este informe, presentaremos el detalle de la evolución de pérdidas en las redes de distribución. Estas pérdidas se calculan considerando las pérdidas de energía de la empresa para el año en estudio, respecto a la energía total ingresada a la empresa distribuidora.



3. PRECIOS

3.1 MARCO LEGAL

La Ley 6 de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, establece como una de sus finalidades, propiciar el abastecimiento de la demanda de los servicios de energía eléctrica y el acceso de la comunidad a estos, bajo criterios de eficiencia económica, viabilidad financiera, calidad y confiabilidad de servicio, dentro de un marco de uso racional y eficiente de los diversos recursos energéticos del país.

En virtud de lo anterior, se estableció en el Título IV de esta Ley, los aspectos asociados a la venta, precios y tarifas desarrollados en cinco (5) capítulos:

<p>Ley 6 de 1997. Título IV. Ventas, Precios y Tarifas</p>	<p>Capítulo 1 (Disposiciones comunes)</p>	<p>Desarrolla las reglas y criterios para definir el régimen tarifario de los servicios públicos a los que se refiere la Ley 6 de 1997</p>
	<p>Capítulo 2 (Tarifas de Transmisión)</p>	<p>Se enfoca en definir lineamientos sobre las tarifas asociadas con el acceso y el uso de las redes de transmisión, así como la estructura de las tarifas por transmisión</p>
	<p>Capítulo 3 (Tarifas de distribución)</p>	<p>Amplía sobre el valor agregado de distribución y la fijación de tarifas por acceso y uso de las redes de distribución.</p>
	<p>Capítulo 4 (Precios no regulados)</p>	<p>Se enfatiza en la libertad de precios, la venta de energía a la Empresa de Transmisión, la venta a Grandes Clientes, el pago de los cargos de transmisión y distribución, la liquidación de transferencias y las conductas anticompetitivas</p>
	<p>Capítulo 5 (Tarifas reguladas)</p>	<p>Cierra con los lineamientos de las tarifas para los clientes, el costo reconocido por compra en bloque, los costos de comercialización y la forma de aplicar los subsidios tarifarios</p>

En esta sección del informe se desarrollarán algunos tópicos asociados a la actualización de las tarifas eléctricas, costos considerados en los cargos de generación y transmisión, así como otros temas de interés.

Para ello, nos referimos a lo indicado en las reglamentaciones, citaremos algunos artículos de la Ley 6 de 1997 y el Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) que ilustran con mayor detalle estos temas.

3.2 ACTUALIZACIÓN DE LAS TARIFAS A LOS CLIENTES REGULADOS

El artículo 93 de la Ley 6 de febrero de 1997 establece que las empresas prestadoras del servicio público de electricidad se someterán al régimen de regulación de tarifas, de acuerdo con las siguientes reglas:

- Le corresponde a la Autoridad de los Servicios Públicos, definir periódicamente fórmulas tarifarias separadas para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada; establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas de acuerdo con los estudios de costos que realice esta Autoridad Reguladora y definir las metodologías para la determinación de las tarifas.
- Para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán para la aprobación de esta Autoridad los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deberán ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidas por el Ente Regulador.

El Pliego Tarifario contiene la estructura tarifaria aprobada por la Resolución que establece el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a cada empresa distribuidora en el periodo tarifario evaluado, el pliego en mención es diseñado siguiendo las metodologías, fórmulas y valores establecidos en el Régimen Tarifario de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 97 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Una vez aprobado los Pliegos Tarifarios (Estructura Tarifaria) para el periodo tarifario ¹⁷evaluado, la regulación establece que dichos cargos se ajustarán semestralmente¹⁸ y será el Régimen Tarifario el que desarrolle el cronograma de proceso de actualización semestral, requerimientos y formularios de presentación de información para llevar a cabo dichas actualizaciones semestrales.

El Régimen Tarifario perteneciente al Reglamento de Distribución y Comercialización desarrolla el cronograma del proceso de actualización semestral, requerimientos y formularios de presentación de información para las actualizaciones semestrales, tasas de interés a aplicar, metodología de repartición entre los grupos de clientes abastecidos por la distribuidora y los abastecidos por otros agentes del mercado, ajustes posteriores a la información suministrada como facturada o medida y la presentación de información correspondiente a la actualización tarifaria y la actualización parcial mensual.¹⁹

En resumen, las empresas distribuidoras preparan y presentan los cuadros tarifarios que produzcan los ingresos aprobados a cada una, de acuerdo a la regulación, seguidamente, la Autoridad evalúa las propuestas, para aprobar mediante Resolución los Pliegos Tarifarios que regirán por un periodo de 4 años, según lo establece el artículo 95 de la Ley 6 de 1997 y, dentro del periodo de 4 años, se realizan las actualizaciones semestrales de las tarifas de electricidad, en las que las empresas presentan la información a la ASEP para revisión que se cumpla con la reglamentación, hasta finalizar el periodo tarifario en cuestión.

Adicionalmente, esta Autoridad publica las tarifas para los clientes regulados, así como los cargos por uso de red del sistema de distribución aplicables a Grandes Clientes en su portal web, facilitando el acceso a la información de las tarifas eléctricas.

¹⁷ Cada periodo cuatrienal se define como periodo tarifario (Art. 4, Título IV RDC)

¹⁸ Los cargos tarifarios que resulten de la revisión cuatrienal se ajustarán semestralmente (Art. 91, Título IV RDC)

¹⁹ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf pp 42

3.3 CARGOS TARIFARIOS EN LA TARIFA ELÉCTRICA

El detalle de los cargos tarifarios ²⁰se encuentran divididos en cinco grandes secciones: Comercialización, Distribución, Alumbrado Público, Transmisión y Generación. Cada grupo posee el detalle de los componentes de costos a asignar en cada tarifa tal como se ilustra en la imagen a continuación:

DEFINICIÓN	IDENTIFICACION (i= Categoría Tarifaria y j=Bloque Tarifario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria))	COMPONENTES DE COSTOS A ASIGNAR	UNIDAD DE APLICACION		
			MEDICIÓN MONÓMICA	MEDICIÓN BINÓMICA SIMPLE	MEDICIÓN BINÓMICA HORARIA
Cargo de Distribución	CD _{ij}	CUSOP CUSOFP	kWh	kW max	kW _p y kW _{fp}
Cargo por Conexión Cargo por Reconexión	CX _i CRX _i	CXC CXRC	Por Conexión Por Reconexión		
Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	CPERDE _{ij}	CPEP CPEFP	kWh	kWh	kWh _p y kWh _{fp}
Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	CPERDP _{ij}	CPP	kWh	kW max	kW _p
Cargo de Comercialización Fijo	CCOMP _i	CCOF	Por Cliente		
Cargo de Comercialización Variable	CCOMV _i	CCOV	kWh		
Cargo por el Servicio de Alumbrado Público	CSERAP _i	CSAP	kWh		
Cargo por el Consumo de Alumbrado Público	CCONAP _i	CCAP	kWh		
Cargo por Potencia en Generación (*)	CPOTGEN _{ij} CPOTGENE _{ij} CPOTGENGC _i	CPG	kWh	kWh y/o kW max (*)	kWh y/o kW _p (*)
Cargo por Energía en Generación	CENEGEN _{ij} CENEGENEX _i	CEGP CEGFP CEGRT	kWh	kWh	KWh _p , kWh _{fp} y KWh
Cargo por Potencia en Transmisión	CPT _{ij}	CUCOST	kWh	kWh y/o kW max	kW _p y/o kWh _p y kWh _{fp}
Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	CPET _i	CPST	kWh		

(*)El Cargo por Potencia en Generación se identificará como CPOTGEN_{ij}. En caso que se energice parcialmente el cargo, este último se identificará como CPOTGENE_{ij}. El Cargo por Potencia en Generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia se identificará como CPOTGENGC_i.

Los cargos tarifarios aprobados que resulten de la revisión tarifaria cuatrienal se ajustan de acuerdo con las siguientes premisas:

- **El cargo de distribución, cargo por conexión, cargo por reconexión, cargo de comercialización fijo, cargo de comercialización variable y el cargo por el alumbrado público (red)** se actualizan con un factor que incorpora el Índice de Precios al Consumidor

²⁰ Para ampliar los lineamientos para la actualización dentro del periodo tarifario referirse al Art. 91 en adelante del Título IV del RDC.

(IPC) correspondiente al último semestre según la publicación de la Contraloría General de la República.²¹

- **El cargo por el consumo de Alumbrado Público**²² se actualiza utilizando dos términos. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación de energía en horas fuera de punta estimados para el semestre- p²³. El segundo término, con una denominación *Correc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2²⁴ y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correc* y las ventas reales) en el semestre p-2.
- Para efectuar el cálculo de actualización de los correspondientes **cargos tarifarios por pérdidas estándar en distribución**²⁵, se tendrán en cuenta dos términos. El primero de ellos, con una denominación Base, corresponde con los costos de abastecimiento estimados para el semestre p y sus actualizaciones. El segundo término, con una denominación *Correc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en estos cargos, por las diferencias entre los costos reales de abastecimiento y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correc* y las ventas reales) en el semestre p-2.
- **El cargo tarifario de transmisión**²⁶ *CPTi* para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados anteriormente. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de transmisión estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correc* y las ventas reales) en el semestre p2.
- **El cargo tarifario por pérdidas en transmisión**²⁷ *CPETi* para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados en el cálculo anterior. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de las pérdidas de energía en transmisión estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correc* y las ventas reales) en el semestre p-2.

²¹ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 42-44. Art.94-96

²² Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10enero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. Pp45. Art 97

²³ El semestre p corresponde al semestre en el cual se aplicará el nuevo cargo tarifario.

²⁴ El semestre p-2 corresponde al semestre anterior al semestre en el que se solicita la actualización tarifaria.

²⁵ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10enero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 46-48. Art.98-100

²⁶ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10enero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 49-53. Art.105

²⁷ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10enero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 53. Art.105

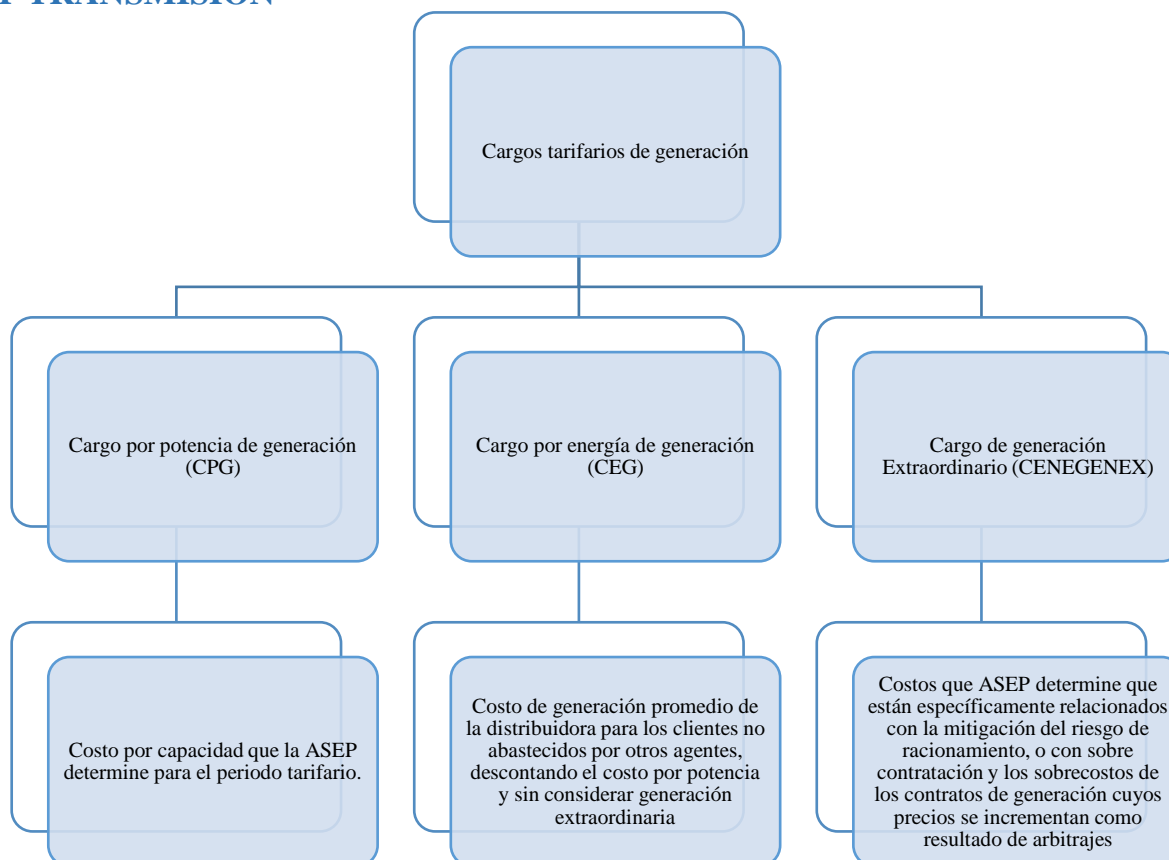
- **El cargo tarifario por potencia de generación** ²⁸ será el que establezca la ASEP para el periodo tarifario. Solo se revisará en cada nuevo periodo tarifario de acuerdo con lo que establezca la ASEP. Esto es tanto el cargo por potencia de los Grandes Clientes que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad, como el cargo por potencia que se defina para el resto de los clientes.
- Para calcular la actualización de **los cargos por energía de generación** ²⁹ se tendrán en cuenta los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, corresponde a los costos de generación promedio estimados para el semestre p descontando la parte del costo que se asigne al componente de potencia. El segundo término, con una denominación *Correc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre los costos de generación y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correc* y las ventas reales) en el semestre p-2.

En resumen, podemos indicar que los ajustes semestrales de los cargos de comercialización, distribución y alumbrado público (red) dependen de las variaciones semestrales del Índice de Precios al Consumidor, según la publicación de la Contraloría General de la República. Por otro lado, los cargos de transmisión, pérdidas de transmisión y generación se actualizan en función a los conceptos “BASE” que corresponden a los costos estimados para el semestre p y el concepto “*Correc*” que corresponde a la corrección que habría que introducir a los cargos por las diferencias entre los costos y los ingresos reales del semestre p-2. En consecuencia, los costos asociados a comercialización, distribución y alumbrado público normalmente son más estables en el tiempo que los asociados a transmisión y generación.

²⁸ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 53. Art.106

²⁹ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 53. Art.106

3.4 COSTOS QUE SE CONSIDERAN EN LOS CARGOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN



El componente de costo por potencia máxima en punta de generación (CPG)³⁰ refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para el periodo tarifario. Se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas determinado por ASEP, considerando entre otros:

- i) El costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada.
- ii) Los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar.
- iii) La matriz energética presente y futura.
- iv) Cualquier otro elemento que la ASEP considere pertinente, el CPG se aplica a la demanda contratada total, incluyendo también la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo.
- v) El CPG se aplica a la demanda contratada total, incluyendo también la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Con este costo para el primer semestre del nuevo periodo tarifario se hará la asignación de los cargos CPOTGEN, CPOTGENE y el de los Grandes Clientes CPOTGENGC que será considerado un cargo extraordinario.

El componente de costos por energía de generación CEG³¹ que debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente por potencia y sin tomar en cuenta los costos de generación extraordinarios. Los costos por considerar son los siguientes:

³⁰ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf, pp 29-30. Art.57

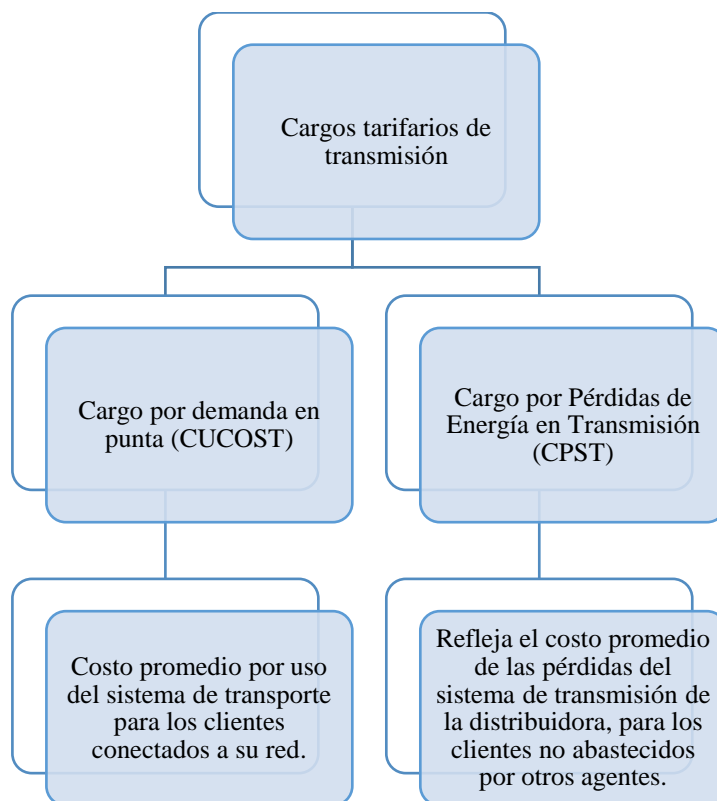
³¹ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf, pp 30. Art.57

- Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo, deduciendo del costo total la parte del costo asignada al componente por potencia.
- Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
- Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
- Costos por compra de energía asociada a contratos.
- Sobrecostos por generación obligada.
- Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
- Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
- Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
- Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución 5399-Elec de 27 de junio de 2012.
- Los costos extraordinarios que correspondan se descuentan del total de costos.

El componente de costo de generación adicional para tomar en cuenta los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) ³²deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento, o con sobre contratación y los sobre costos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes. Los costos por considerar son los siguientes:

- Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- Costos de autoabastecimiento.
- Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
- Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia y energía, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.

³² Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 31. Art.57



El componente de costo por demanda en punta *CUCOST*³³ resulta del cociente entre los costos que se describirán a continuación y la máxima demanda agregada de punta de la distribuidora en el semestre considerado. Este costo promedio incluye los siguientes costos:

- Los costos de conexión
- Los costos por uso de la red de transporte.
- Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
- Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por la Autoridad.
- Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.
- Costo por uso de redes, otros costos de transporte y Tasa de regulación del Mercado Regional.

Este componente de costo es distinto para cada clase de cliente. Para distribuir los costos del uso del sistema de transporte entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

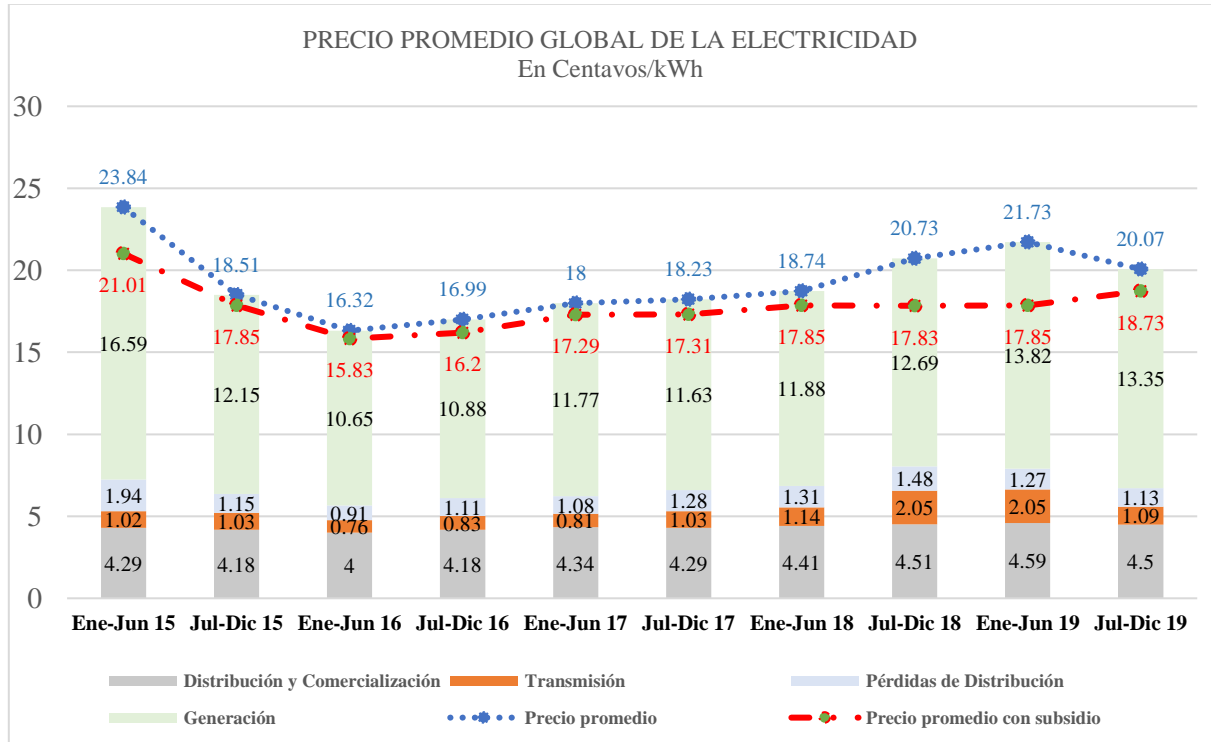
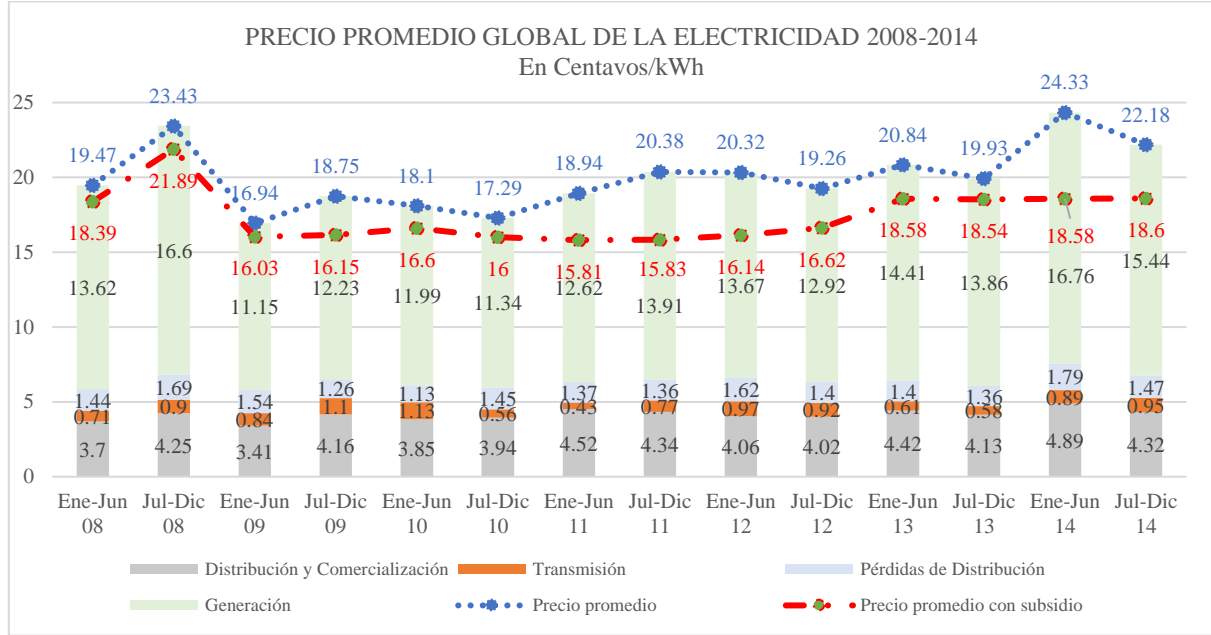
El componente de costo por pérdidas de energía *CPST*³⁴ resulta del cociente entre los costos de pérdidas en el sistema de transmisión y energía ingresada a la red en los nodos de compra o entrega. Este componente de costo es similar para todas las clases de clientes y refleja el costo promedio de las pérdidas en el sistema de transmisión de la distribuidora para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes.

³³ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 32-33. Art.57

³⁴ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 32. Art.57

3.5 PRECIO PROMEDIO DE LA ELECTRICIDAD

El gráfico a continuación muestra la evolución del precio promedio global de la electricidad en estos últimos 12 años.³⁵



³⁵ Precio promedio global de la electricidad. (2021). Consultado 1 Febrero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/05_informacion_costo_sector/precio_promedio_global_2021.pdf

El artículo 93 de la Ley 6 de 1997 establece que, para fijar las tarifas, las empresas distribuidoras deben preparar y presentar ante el Ente Regulador los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deberán ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidas por el ente regulador.

La Estructura Tarifaria, la cual puede definirse como característica de las tarifas que toma en cuenta a la clase de clientes definidas, y la relación entre los cargos de diferentes clases.³⁶ Entre los criterios que se tienen en cuenta para aprobar la estructura tarifaria tenemos:³⁷

- Que aseguren una adecuada transmisión de la señal de precios al consumo.
- Que induzcan un uso eficiente del servicio y del producto eléctrico.
- Que reflejen los costos reales del servicio.
- Que se apliquen solamente a clases de clientes cuyas características de costos estén bien definidas.
- Que sean únicas dentro de una misma zona de concesión.
- Que presenten como mínimo una discriminación por nivel de tensión.
- Que se discriminen en función del tipo de medición con la restricción de que la estructura tarifaria no contemple un cargo por demanda explícita para clientes con una demanda máxima menor o igual a 15 kW.
- Que representen opciones tarifarias.
- Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones de la ASEP que aprobaran los pliegos tarifarios vigentes entre julio de 2006 y junio del 2010, pudiendo la distribuidora proponer nuevas tarifas dentro de cada nivel de tensión, a partir de la identificación de clases de clientes distintivas en función del análisis de la caracterización de la carga.
- Que contengan subsidios cruzados sólo: (i) Entre clientes de la misma clase como resultado de la uniformidad de la tarifa en la concesión; y (ii) Por motivos sociales, para cubrir el consumo básico u otros que se hayan promulgado a través de leyes sobre la materia.
- Que dentro de las opciones tarifarias presenten alternativas de tarifas mixtas con demanda con precios diferenciados para los periodos de punta y fuera de punta, adicionales a las tarifas horarias vigentes.

La existencia de una clase de clientes debe implicar diferencias marcadas de la curva agregada del grupo con respecto a las otras clases de clientes dentro del mismo nivel de tensión. Estas diferencias deberán corresponder a:

- Ocurrencia del pico de demanda de la clase de clientes en horas de punta o fuera de punta.
- Fuertes diferencias en el factor de carga de la clase de clientes cuando no se dispone de medición de demanda.
- Estacionalidad de la carga.³⁸

Una vez revisada la estructura tarifaria propuesta por las empresas distribuidoras se procede a aprobar mediante Resolución, los Pliegos Tarifarios aplicables a los clientes regulados y los cargos por uso de redes.

³⁶ Disposiciones Generales del Reglamento de Distribución y Comercialización. (2013). Accesado 1 Febrero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_I.pdf

³⁷ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 22. Art.38

³⁸ Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización. (2019). Accesado 10 enero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf. pp 22. Art.41

A continuación, se resume las condiciones de aplicación de las tarifas:

Tarifas para clientes en baja tensión

- **Tarifa simple (BTS)**

- Corresponde a aquellos clientes cuya demanda máxima sea igual o menor a quince kilovatios (15 kW) mensuales. Los segmentos de consumo son los siguientes: 0-300 kWh (BTS1); 301-750 kWh (BTS2); 751-más kWh (BTS3)

- **Tarifa con demanda (BTD)**

- Corresponde a aquellos clientes cuya demanda máxima sea mayor a quince kilovatios (15 kW) mensuales.

- **Tarifa por bloque horario (BTH)**

- Aplica a aquellos clientes que la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad.

Tarifas para clientes en media tensión

- **Tarifa con Demanda Máxima (MTD)**

- Correspondiente a todo aquel cliente que la solicite.

- **Tarifa por Bloque Horario (MTH)**

- Considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.

Tarifas para clientes en alta tensión

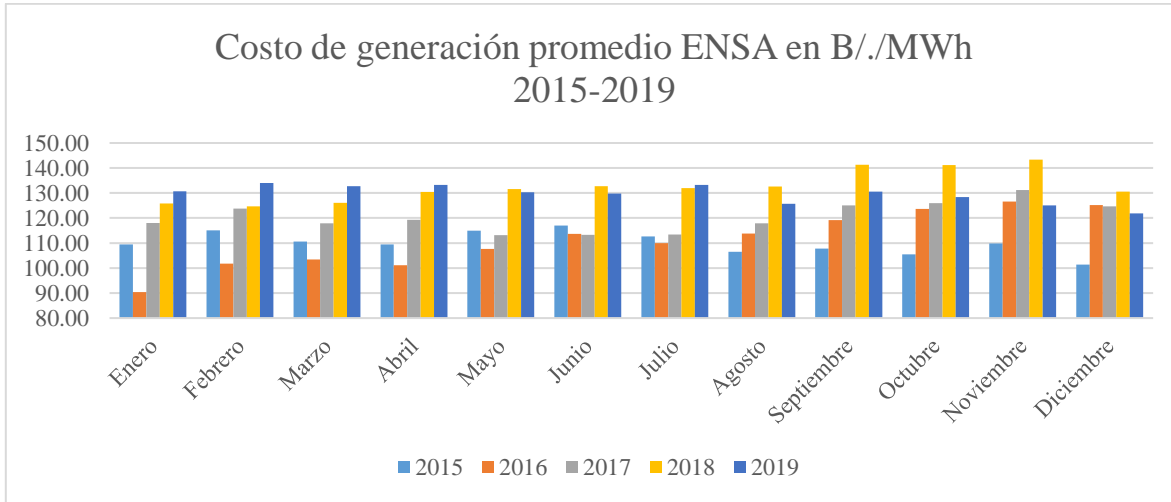
- **Tarifa con Demanda Máxima (ATD):**

- Es aplicable a cualquier cliente que la solicite.

- **Tarifa por Bloque Horario (ATH)**

- Se aplica a aquellos clientes que la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.

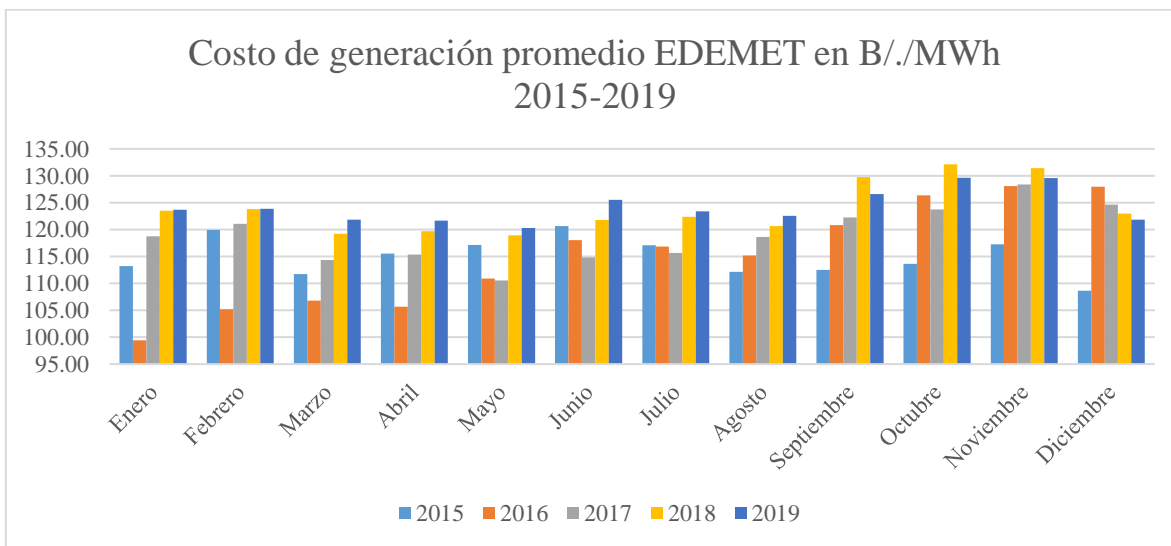
3.6 COSTO DE GENERACIÓN PROMEDIO POR DISTRIBUIDORA EN B./MWh



Fuente: Costo de Generación Promedio por distribuidora (2020). Accesado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/05_informacion_costo_sector/2020/agosto/costo_generacion.pdf

Cuadro comparativo Costo de Generación Promedio de ENSA en B./MW
Años 2008-2019

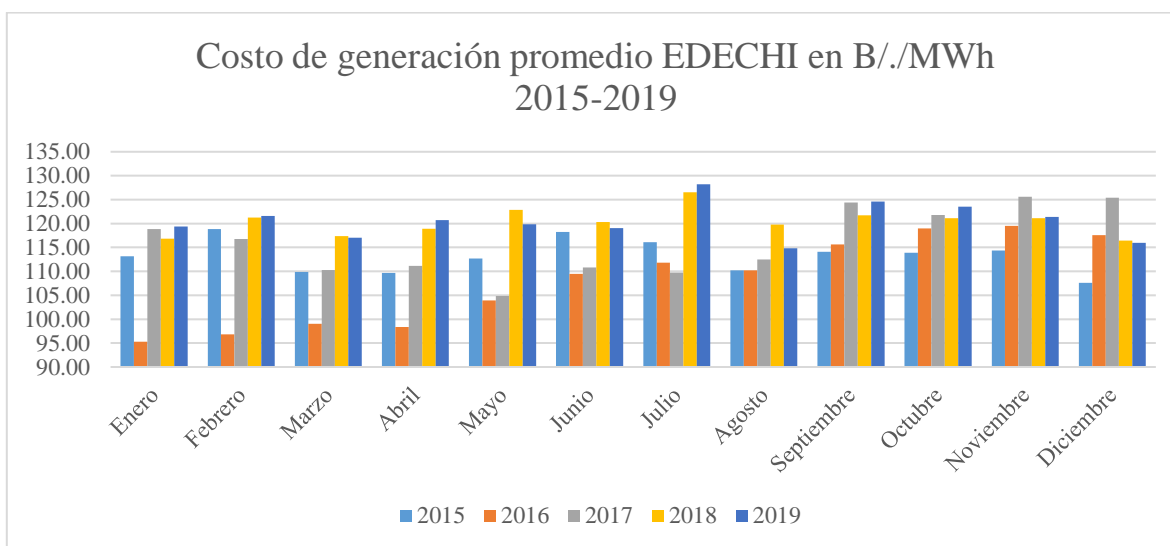
Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	134.85	150.85	157.67	203.96	227.77	194.27	214.0	156.78	162.92	141.18	96.79	82.98
2009	105.24	105.87	97.89	106.73	112.54	117.39	112.9	120.58	113.41	117.26	122.73	120.12
2010	108.23	110.37	111.69	120.12	117.84	115.59	117.9	116.78	118.61	121.43	124.19	131.10
2011	122.33	129.28	133.67	143.28	142.32	141.22	135.0	133.51	133.46	134.37	132.76	128.35
2012	130.51	126.65	132.03	140.07	127.74	125.37	133.6	128.10	132.97	128.00	122.79	123.70
2013	115.55	124.00	121.45	124.73	136.00	132.83	121.7	122.85	125.43	119.58	124.00	143.69
2014	152.59	169.19	168.82	181.21	189.08	163.25	163.8	156.85	144.46	130.28	122.97	123.35
2015	109.41	115.05	110.55	109.43	114.96	116.98	112.7	106.56	107.80	105.42	109.80	101.37
2016	90.44	101.73	103.47	101.09	107.67	113.63	110.0	113.76	119.21	123.66	126.60	125.17
2017	118.00	123.81	117.92	119.27	113.10	113.22	113.4	117.86	125.05	125.93	131.25	124.63
2018	125.87	124.68	126.05	130.37	131.61	132.77	131.9	132.56	141.26	141.19	143.38	130.58
2019	130.71	134.00	132.74	133.26	130.35	129.83	133.2	125.70	130.53	128.43	125.01	121.79



Fuente: Costo de Generación Promedio por distribuidora (2020). Accesado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/05_informacion_costo_sector/2020/agosto/costo_generacion.pdf

**Cuadro comparativo Costo de Generación Promedio de EDEMET en B./MW
Años 2008-2019**

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	118.73	140.17	147.54	212.63	247.95	180.76	186.5	149.21	138.45	133.99	102.82	84.15
2009	116.05	113.22	103.12	110.39	114.18	122.95	116.3	119.30	118.71	130.64	142.20	133.36
2010	135.77	135.10	109.40	114.91	122.96	132.34	116.6	117.11	108.45	108.04	109.34	111.75
2011	126.52	131.13	142.44	150.05	183.84	178.01	160.6	162.67	157.14	155.35	138.04	129.23
2012	150.12	148.01	151.17	147.21	140.95	138.59	144.7	138.18	142.15	139.64	128.51	129.98
2013	137.98	179.71	159.11	169.62	185.54	156.20	135.8	133.04	131.51	127.34	132.70	160.34
2014	173.53	176.39	173.76	177.72	179.17	161.75	159.6	156.25	144.75	123.55	125.95	125.86
2015	113.24	119.95	111.76	115.53	117.12	120.63	117.1	112.16	112.49	113.64	117.24	108.67
2016	99.41	105.17	106.77	105.69	110.89	118.03	116.8	115.21	120.82	126.36	128.08	127.97
2017	118.75	121.07	114.35	115.36	110.53	114.80	115.7	118.62	122.28	123.75	128.40	124.61
2018	123.48	123.80	119.24	119.70	118.93	121.79	122.4	120.65	129.75	132.13	131.40	122.98
2019	123.71	123.86	121.83	121.65	120.32	125.51	123.4	122.53	126.58	129.64	129.56	121.87

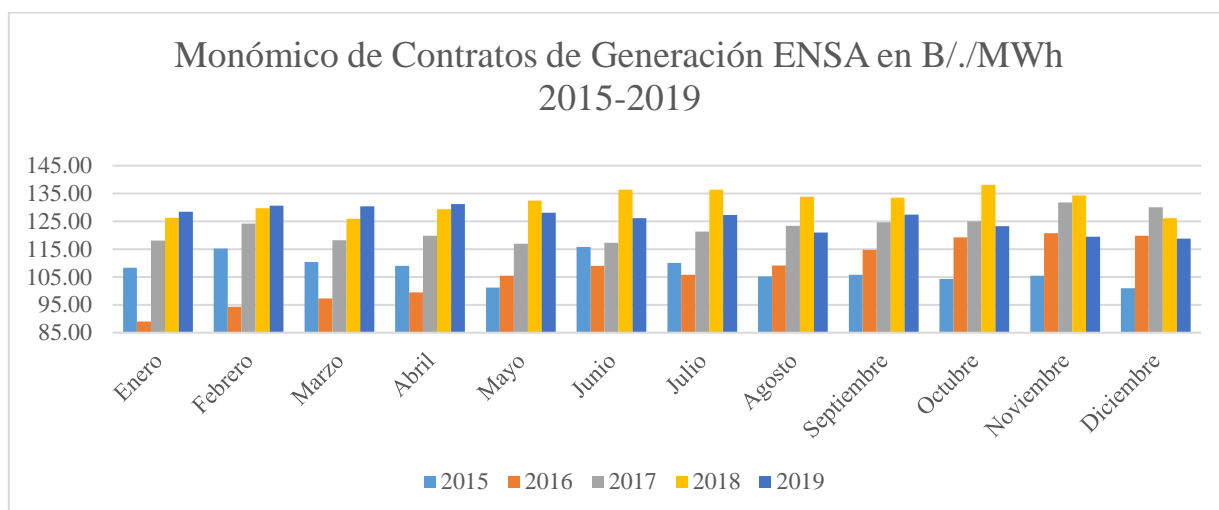


Fuente: Costo de Generación Promedio por distribuidora (2020). Accesado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/05_informacion_costo_sector/2020/agosto/costo_generacion.pdf

**Cuadro comparativo Costo de Generación Promedio de EDECHI en B./MW
Años 2008-2019**

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	70.96	78.03	79.99	91.94	111.43	94.66	90.6	85.92	82.50	77.66	74.05	68.88
2009	88.07	86.30	81.50	85.99	86.09	80.07	74.0	79.60	80.27	78.62	78.75	50.40
2010	90.98	91.58	77.25	79.21	81.94	85.98	89.2	82.86	76.83	74.62	75.87	75.88
2011	68.34	70.71	70.44	71.35	70.81	71.88	101.6	102.28	101.10	101.94	96.36	94.55
2012	107.28	102.96	102.89	102.19	96.45	95.86	90.5	91.11	88.86	89.69	88.14	88.40
2013	124.58	80.22	79.05	29.90	83.96	81.06	125.4	120.24	120.41	116.36	124.40	147.36
2014	163.85	161.49	155.78	157.99	160.10	141.26	141.7	143.20	141.60	119.77	118.61	115.54
2015	113.16	118.84	109.89	109.65	112.65	118.23	116.1	110.19	114.07	113.90	114.37	107.62
2016	95.30	96.85	99.06	98.38	103.94	109.50	111.8	110.18	115.61	118.96	119.51	117.55
2017	118.84	116.73	110.29	111.11	104.83	110.82	109.8	112.48	124.39	121.80	125.61	125.41
2018	116.81	121.22	117.34	118.88	122.85	120.33	126.5	119.75	121.68	121.12	121.12	116.44
2019	119.38	121.58	117.00	120.74	119.84	119.01	128.2	114.83	124.57	123.51	121.37	115.99

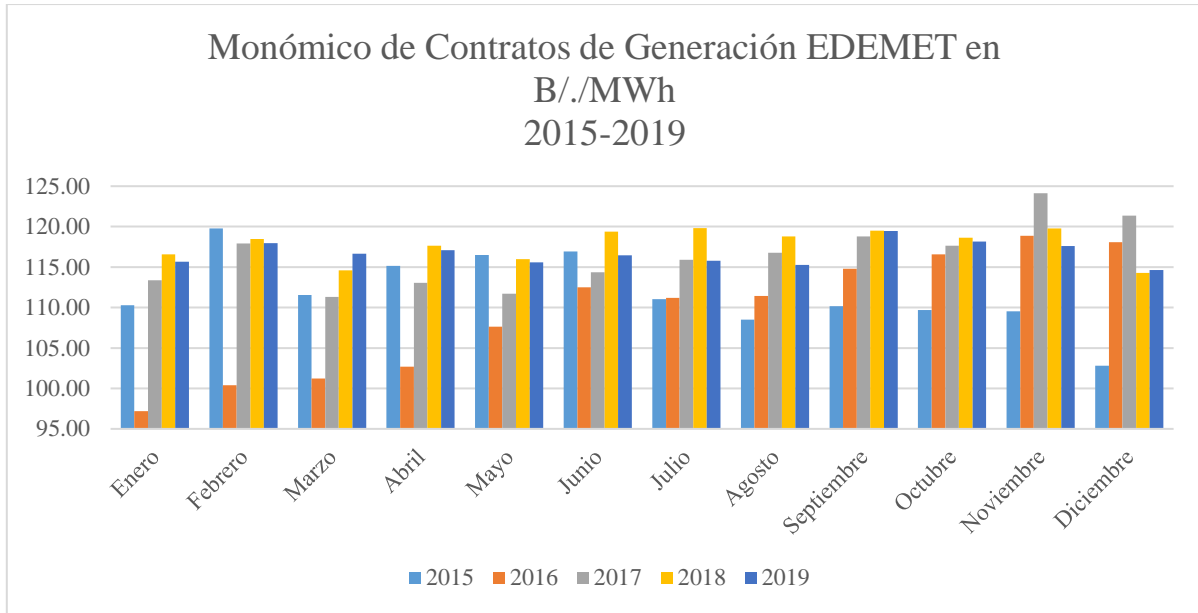
3.7 MONÓMICO DE CONTRATOS DE GENERACIÓN POR DISTRIBUIDORA EN B./MWh



Fuente: Monómico de contratos de Generación por Distribuidora (2020). Accesado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/05_informacion_costo_sector/2020/agosto/costo_monomico_generacion.pdf

**Cuadro comparativo Monómico de Contratos de Generación ENSA en B./MW
Años 2008-2019**

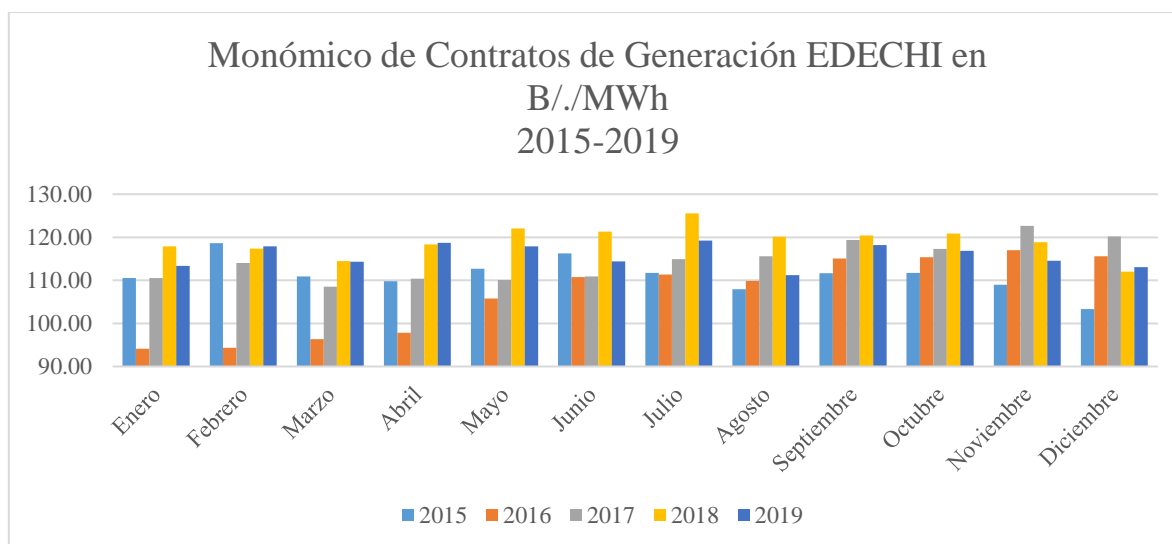
Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	123.50	131.13	134.34	139.99	152.21	160.53	173.1	155.80	140.14	114.03	88.15	79.78
2009	97.76	104.39	95.39	103.28	108.38	114.31	112.4	118.56	112.26	114.28	120.22	117.65
2010	111.27	114.86	109.83	118.09	115.47	112.83	115.0	114.26	117.45	120.72	123.34	128.54
2011	121.11	126.25	130.53	137.49	130.16	129.08	130.3	127.41	128.16	127.75	130.10	126.05
2012	123.45	121.63	126.48	136.11	126.13	121.26	122.6	121.48	126.66	122.35	119.57	119.01
2013	112.52	118.94	115.69	117.62	120.13	122.12	117.1	119.02	122.16	118.24	120.35	125.20
2014	125.24	133.79	124.96	128.49	133.82	139.35	132.9	134.51	139.56	131.61	120.26	121.43
2015	108.31	115.27	110.39	108.97	101.21	115.75	110.1	105.17	105.83	104.27	105.46	100.91
2016	89.00	94.31	97.27	99.50	105.49	109.05	105.8	109.07	114.72	119.22	120.72	119.82
2017	118.09	124.16	118.18	119.77	116.91	117.33	121.3	123.36	124.66	125.01	131.77	130.05
2018	126.29	129.70	125.96	129.41	132.43	136.39	136.4	133.85	133.49	138.10	134.35	126.08
2019	128.39	130.62	130.36	131.18	128.12	126.10	127.3	120.93	127.41	123.28	119.46	118.74



Fuente: Monómico de contratos de Generación por Distribuidora (2020). Accesado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/05_informacion_costo_sector/2020/agosto/costo_monomico_generacion.pdf

**Cuadro comparativo Monómico de Contratos de Generación EDEMET en B./MWh
Años 2008-2019**

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	77.67	87.69	86.56	106.18	114.60	94.88	92.1	90.16	86.58	76.92	75.46	73.43
2009	86.88	90.79	83.20	86.92	87.87	104.41	103.3	102.19	99.86	105.29	110.51	120.59
2010	119.09	128.64	101.68	104.25	110.53	116.05	106.3	105.90	101.11	97.81	98.68	99.65
2011	117.72	122.82	125.29	131.03	120.57	125.04	126.6	123.65	123.88	120.79	123.20	116.40
2012	120.83	129.41	128.98	136.32	130.44	125.15	118.2	117.68	121.21	118.84	115.84	117.00
2013	115.12	132.09	128.09	128.30	132.23	132.10	118.4	120.20	121.33	120.06	120.98	126.78
2014	118.09	131.06	125.63	137.22	138.47	140.06	136.9	137.44	135.49	117.14	118.34	120.00
2015	110.30	119.78	111.55	115.15	116.49	116.93	111.1	108.49	110.18	109.69	109.52	102.79
2016	97.20	100.39	101.23	102.71	107.62	112.49	111.2	111.42	114.80	116.56	118.86	118.09
2017	113.38	117.93	111.31	113.05	111.72	114.34	115.9	116.77	118.79	117.64	124.12	121.38
2018	116.59	118.47	114.58	117.66	115.99	119.40	119.8	118.79	119.49	118.65	119.78	114.29
2019	115.67	117.97	116.65	117.09	115.57	116.47	115.8	115.27	119.47	118.15	117.60	114.65



Fuente: Monómico de contratos de Generación por Distribuidora (2020). Consultado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/05_informacion_costo_sector/2020/agosto/costo_monomico_generacion.pdf

**Cuadro comparativo Monómico de Contratos de Generación EDECHI en B./MW
Años 2008-2019**

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	65.80	66.88	67.39	65.70	70.07	70.61	69.4	76.98	75.69	71.01	69.94	65.36
2009	73.16	75.30	71.27	72.48	72.68	73.65	73.1	72.33	71.75	70.44	74.79	72.65
2010	85.53	86.62	72.47	74.00	77.11	79.95	77.0	76.20	74.98	72.26	73.55	72.51
2011	64.98	66.26	65.65	66.40	65.47	66.43	91.9	91.05	91.05	89.91	90.31	87.92
2012	95.37	95.87	95.14	96.47	91.16	90.32	86.7	86.49	86.08	85.94	84.93	84.15
2013	104.38	75.64	72.84	71.68	74.40	76.56	112.7	117.02	117.82	113.90	117.72	109.18
2014	109.04	127.79	122.90	129.35	131.80	132.35	135.5	134.91	136.80	117.23	115.35	113.12
2015	110.54	118.64	110.91	109.82	112.70	116.27	111.7	107.93	111.66	111.69	108.97	103.31
2016	94.11	94.34	96.31	97.85	105.81	110.77	111.4	109.89	115.07	115.37	116.99	115.58
2017	110.51	114.00	108.52	110.42	110.08	110.92	114.9	115.62	119.37	117.30	122.61	120.16
2018	117.87	117.39	114.48	118.37	122.07	121.32	125.6	120.11	120.39	120.89	118.85	112.04
2019	113.38	117.88	114.34	118.73	117.90	114.42	119.2	111.24	118.21	116.84	114.58	113.08

4. SUBSIDIOS Y APORTES DEL ESTADO

La Ley 6 del 3 de febrero de 1997 define “subsidio” como el beneficio económico concedido a clientes del servicio público de electricidad para cubrir la diferencia entre lo que estos efectivamente pueden pagar y el costo real del servicio.

En el sector eléctrico de Panamá existen dos (2) tipos de subsidio de acuerdo con el origen del aporte, este puede ser:

- El internalizado en la tarifa
- El aportado por el Estado

4.1 SUBSIDIOS INTERNALIZADOS EN LA TARIFA ELÉCTRICA

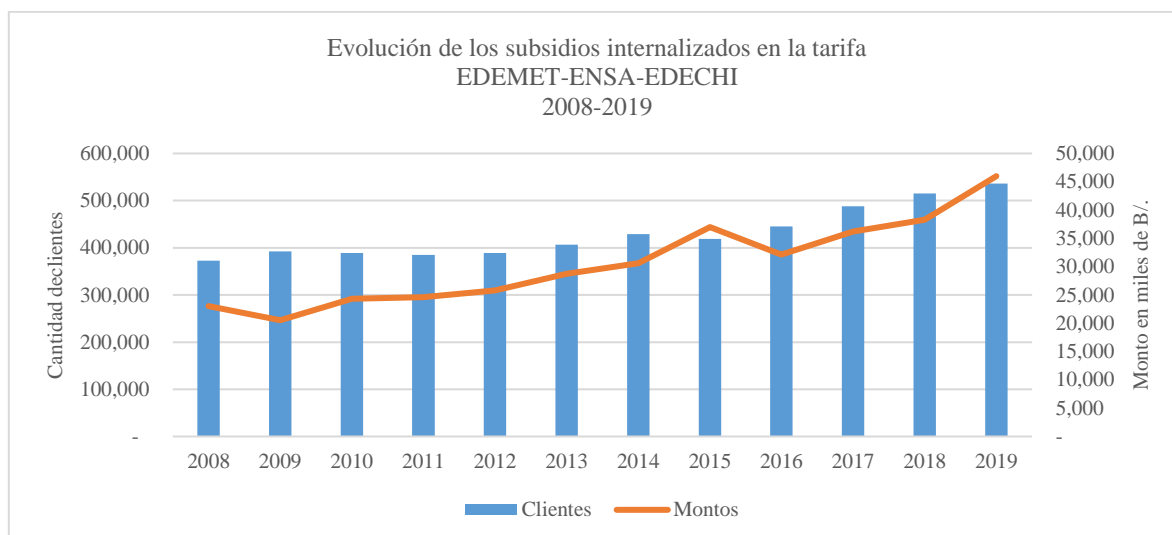
Algunas leyes de la República de Panamá, que datan de fechas anteriores a la privatización del sector eléctrico, han establecido descuentos en la tarifa de electricidad, que en su momento fueron aplicados por el entonces Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). Al darse la segregación del antiguo IRHE, al pasar de una empresa verticalmente integrada, a las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización, la empresa distribuidora-comercializadora es la encargada de facturar al cliente, convirtiéndose en una intermediaria, ya que sólo es responsable del monto de la factura correspondiente a la distribución de la electricidad, el resto de los montos facturados corresponden a las actividades de transmisión y generación.

Dado que estas leyes no señalan a una entidad específica que sea la aportadora de estos fondos, se ha mantenido el criterio de que los clientes del sector eléctrico en general son los que subsidian a estos grupos de clientes beneficiados por estas leyes especiales. Estos subsidios se reflejan en la factura del cliente, y son los siguientes:³⁹

Subsidios internalizados en la tarifa eléctrica	Ley 11 de 21 de junio de 1979	Exonera a la Cruz Roja Nacional del pago de electricidad.
	Ley 2 de 20 de marzo de 1986	Descuento al sector agropecuario.
	Ley 6 de 16 de junio de 1987	Beneficio a los jubilados, pensionados y personas de tercera edad
	Ley 9 de 21 de septiembre de 1988	Descuento a Partidos Políticos
	Ley 15 de 7 de febrero de 2001	Descuento a clientes con consumo básico o de subsistencia (0-100kWh)
	Ley 134 de 31 de diciembre de 2013	Descuento a personas con discapacidad

En el gráfico a continuación, se presenta la evolución de la cantidad de clientes beneficiados con los subsidios internalizados en la tarifa y el monto total pagado desde el 2008 hasta el 2019.

³⁹ Informe de subsidios a clientes del sector eléctrico de Panamá a diciembre 2019. (2020). Accesado 1 Febrero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04_subsidios_aportes_Estado/subsidios_clientes/informe_subsidios_clientes_elec.pdf



Fuente: Informe de subsidios a clientes del sector eléctrico de Panamá a diciembre 2019. (2020). Accesado 1 Febrero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04_subsidios_aportes_Estado/subsidios_clientes/informe_subsidios_clientes_elec.pdf

Cantidad de clientes y monto en miles de Balboas. de subsidios internalizados en la tarifa

Año	Clientes	Montos en miles de B/.
2008	372,572	23,121
2009	392,628	20,606
2010	389,076	24,405
2011	385,167	24,673
2012	388,807	25,861
2013	406,722	28,815
2014	429,053	30,667
2015	418,600	37,045
2016	444,920	32,133
2017	487,988	36,029
2018	515,290	38,084
2019	536,057	45,602

Tasa promedio de crecimiento (%) anual de la cantidad de clientes y montos asociados de los subsidios internalizados por tarifa por quinquenios

Periodo	Clientes	Montos
2008-2013	1.8%	4.5%
2013-2018	4.8%	5.7%

La cantidad de clientes beneficiadas por subsidios internalizados en la tarifa creció entre 2008 al 2013 a una tasa promedio anual del 1.8%. En el periodo 2013-2018 el crecimiento de clientes aumentó a un ritmo mayor que el periodo pasado, registrando una cifra promedio anual de 4.8%.

En el caso de los montos en miles de B/. asociados a estos subsidios internalizados en la tarifa se observó el mismo comportamiento, ya que en el periodo 2008-2013 presentó una tasa de crecimiento anual del 4.5% y en el periodo 2013-2018 este ritmo aumentó a 5.7%.

A continuación, desarrollaremos el contenido de las leyes especiales antes mencionadas:

DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY 11 DE 21 DE JUNIO DE 1979:

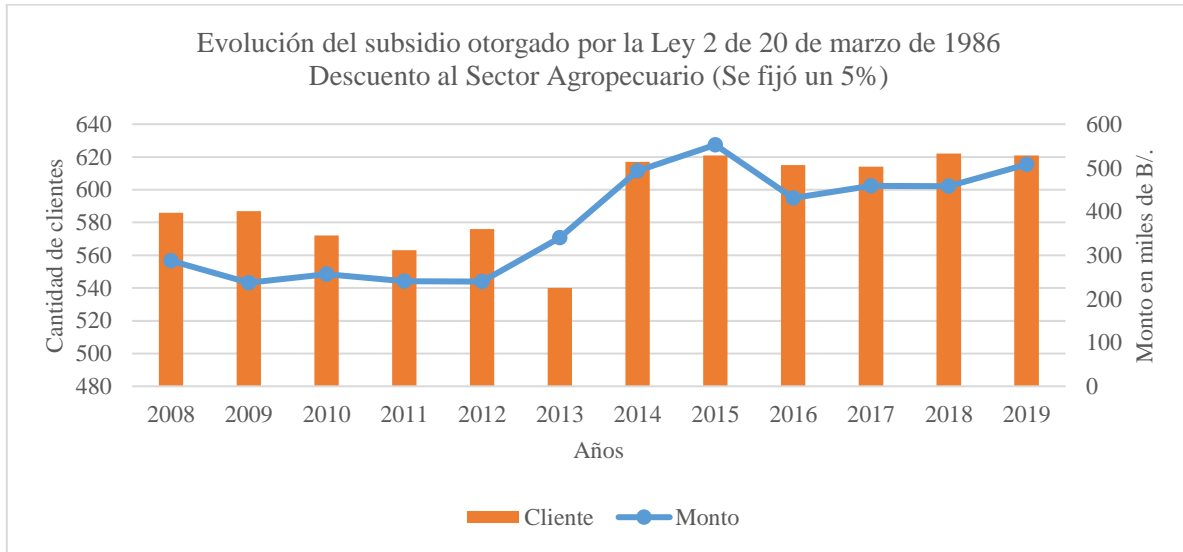
Mediante el cual se exonera a la Cruz Roja Nacional del pago de teléfonos, gas, luz eléctrica y agua potable.

DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY 2 DE 20 DE MARZO DE 1986:

Aplicado al Sector Agropecuario, establece medidas e incentivos a favor de la producción y exportaciones agropecuarias. Respecto al consumo eléctrico, dispone lo siguiente:

- Una tarifa preferencial para la instalación y consumo de energía eléctrica utilizada en actividades agropecuarias. Esta tarifa causará una reducción de hasta 30 (treinta) por ciento de la tarifa vigente.
Desde la época del antiguo IRHE el descuento se fijó en 5% y se ha mantenido hasta la fecha.
- El cliente debe probar mediante documentación certificada que su actividad es del sector agropecuario.

A continuación, se presenta la evolución de la cantidad de clientes beneficiados por esta Ley y el monto aportado por los clientes:



Fuente: Informe de subsidios a clientes del sector eléctrico de Panamá a diciembre 2019. (2020). Consultado 1 Febrero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04_subsidios_aportes_Estado/subsidios_clientes/informe_subsidios_clientes_elec.pdf

Tasa promedio de crecimiento (%) anual de la cantidad de clientes y montos asociados al subsidio otorgado por la Ley 2 de 20 de marzo de 1986 por quinquenios

Periodo	Clientes	Montos
2008-2013	-1.6%	3.4%
2013-2018	2.9%	6.1%

Los montos en miles de Balboas asociados al subsidio del sector agropecuario creció entre 2008 al 2013 a una tasa promedio anual del 3.4%. En el periodo 2013-2018 el crecimiento de estos montos aumentó a un ritmo mayor que el periodo pasado, registrando una cifra promedio anual de 6.1%.

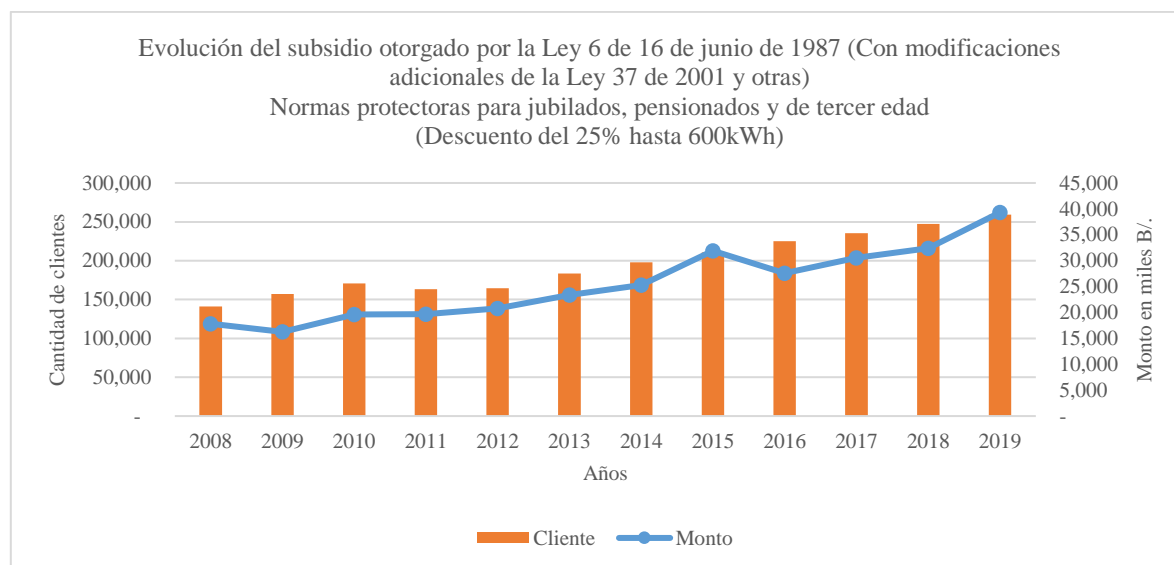
En el caso de los clientes asociados al subsidio del sector agropecuario se observó que en el periodo 2008-2013 presentó una tasa de decrecimiento anual del 1.6%, lo anterior significa que para el año 2013 se registraron menos clientes que en el año 2008. Por otro lado, notamos que en el periodo 2013-2018 este ritmo aumentó a 2.9%.

DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY 6 DE 16 DE JUNIO DE 1987:

Es el beneficio a los jubilados, pensionados y personas de la tercera edad, que con las modificaciones y adiciones de la Ley 18 de 1989, Ley 15 de 1992, Ley 37 de 2001 y Ley 14 de 2003, queda vigente lo siguiente:

- Descuento del 25% en la facturación del consumo mensual de energía eléctrica, hasta seiscientos kilovatios hora (600 kWh). Se aplicará la tarifa normal al excedente de esta suma.
- Se aplica a panameños o extranjeros residentes en el territorio nacional que tengan 55 años o más si son mujeres, ó 60 años o más si son varones.

El gráfico a continuación muestra la evolución de la cantidad de jubilados, pensionados y personas de tercera edad que han sido beneficiados por los descuentos otorgados por esta Ley así como el monto aportado por todos los clientes que subsidian a este grupo.



Fuente: Informe de subsidios a clientes del sector eléctrico de Panamá a diciembre 2019. (2020). Consultado 1 Febrero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04_subsidios_aportes_Estado/subsidios_clientes/informe_subsidios_clientes_elec.pdf

Tasa promedio de crecimiento (%) anual de la cantidad de clientes y montos asociados al subsidio otorgado por la Ley 6 de 16 de junio de 1987 por quinquenios

Periodo	Clientes	Montos
2008-2013	5.4%	5.6%
2013-2018	6.2%	6.7%

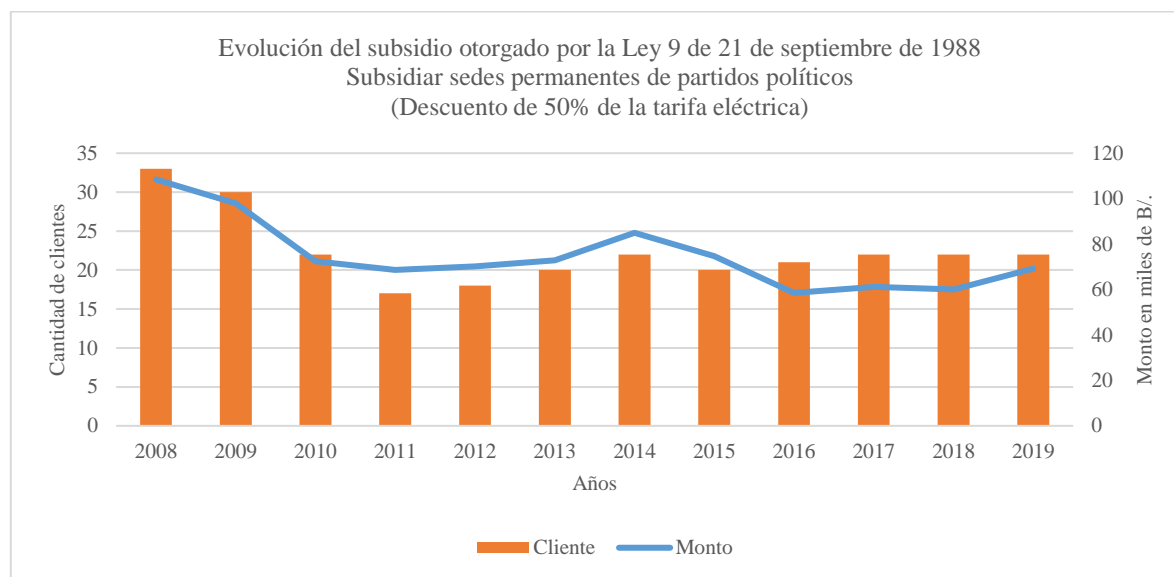
Los montos en miles de Balboas asociados al subsidio dirigidos a jubilados, pensionados y personas de tercera edad crecieron entre 2008 al 2013 a una tasa promedio anual del 5.6%. En el periodo 2013-2018 el crecimiento de estos montos aumentó a un ritmo mayor que el periodo pasado, registrando una cifra promedio anual de 6.7%.

En el caso de los clientes asociados al subsidio dirigidos a jubilados, pensionados y personas de tercera edad se observó el mismo comportamiento, ya que en el periodo 2008-2013 presentó una tasa de crecimiento anual del 5.4% y en el periodo 2013-2018 este ritmo aumentó a 6.2%.

DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY 9 DEL 21 DE SEPTIEMBRE DE 1988:

Este descuento es aplicado a los Partidos Políticos. Esta Ley establece disposiciones sobre el Código Electoral y se dictan otras disposiciones, respecto al sector eléctrico establece lo siguiente:

- Los partidos políticos en las sedes permanentes que tengan establecidas en las cabeceras provinciales gozarán de un descuento del 50% de la tarifa de electricidad.



Fuente: Informe de subsidios a clientes del sector eléctrico de Panamá a diciembre 2019. (2020). Consultado 1 Febrero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04_subsidios_aportes_Estado/subsidios_clientes/informe_subsidios_clientes_elec.pdf

Tasa promedio de crecimiento (%) anual de la cantidad de clientes y montos asociados al subsidio otorgado por la Ley 9 de 21 de septiembre de 1988 por quinquenios

Periodo	Clientes	Montos
2008-2013	-7.7%	-9.5%
2013-2018	-3.8%	1.9%

Los montos en miles de Balboas asociados al subsidio por partidos políticos disminuyó entre 2008 al 2013 a una tasa promedio anual del 9.5%. En el periodo 2013-2018 el crecimiento de clientes aumentó a 1.9%.

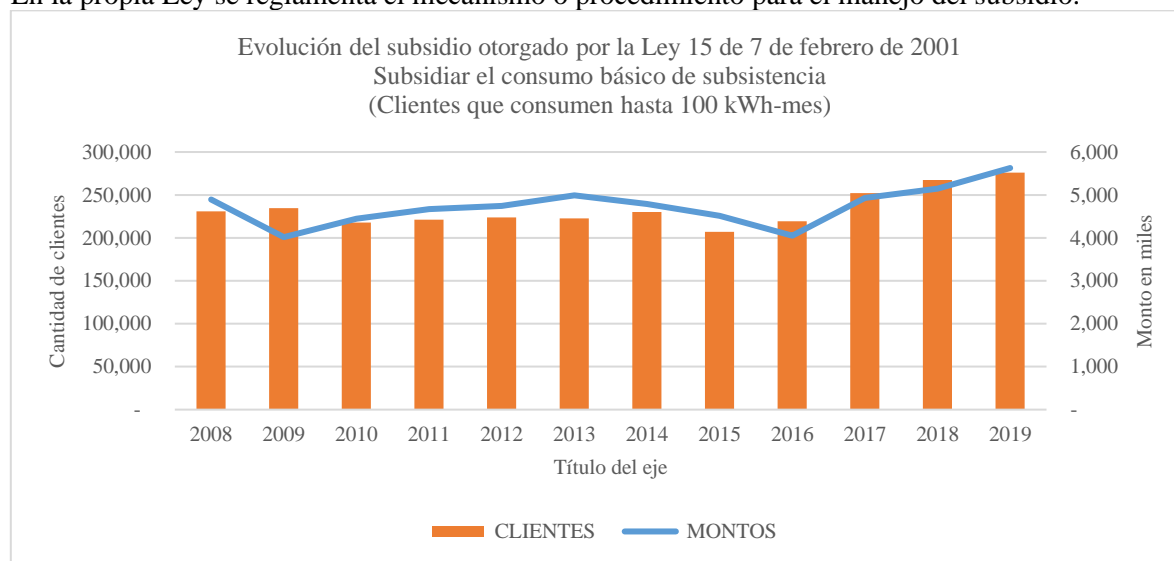
En el caso de la cantidad de clientes registrados para este subsidio se observó que en ambos periodos sucedió un decrecimiento. En el periodo 2008-2013 se registró una tasa de decrecimiento anual del 7.7%, lo anterior significa que para el año 2013 se registraron menos clientes que en el año 2008. Adicionalmente, notamos que en el periodo 2013-2018 este ritmo también disminuyó en una tasa del 3.8%.

DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY 15 DEL 7 DE FEBRERO DE 2001:

La Ley 15 de 7 de febrero de 2001 establece las normas para subsidiar el consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad y dicta otras disposiciones, entre las cuales están:

- El cliente sujeto a subsidio es la persona natural que utiliza el servicio público de electricidad, en virtud de un contrato o acuerdo de suministro de energía eléctrica con una empresa de distribución, y cuyo consumo califica como consumo básico o de subsistencia.
- El consumo básico de subsistencia corresponde a un consumo de hasta cien kilovatios hora (100 kWh) en un periodo de treinta días calendario.
- El monto del subsidio es hasta 20% del valor correspondiente. Según indica la propia Ley, lo anterior es sin perjuicio de los beneficios otorgados a los pensionados, jubilados y adultos mayores, en la Ley 6 de 1987.
- El aporte para cubrir este subsidio proviene de los clientes del sector eléctrico con consumos superiores a 500 kWh al mes, por un valor hasta el 0.6% de su facturación mensual.

En la propia Ley se reglamenta el mecanismo o procedimiento para el manejo del subsidio.



Fuente: Informe de subsidios a clientes del sector eléctrico de Panamá a diciembre 2019. (2020). Consultado 1 Febrero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04_subsidios_aportes_Estado/subsidios_clientes/informe_subsidios_clientes_elec.pdf

Tasa promedio de crecimiento (%) anual de la cantidad de clientes y montos asociados al subsidio otorgado por la Ley 15 de 7 de febrero de 2001 por quinquenios

Periodo	Clientes	Montos
2008-2013	-0.7%	0.4%
2013-2018	3.7%	0.6%

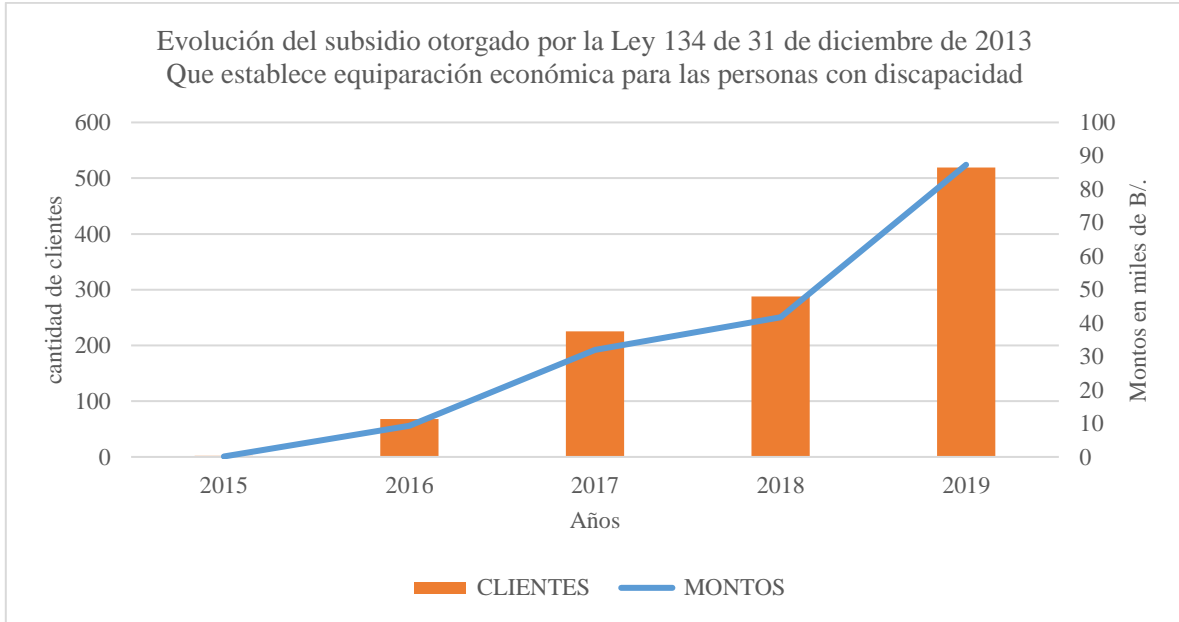
Los montos en miles de Balboas asociados al subsidio básico o de subsistencia crecieron entre 2008 al 2013 a una tasa promedio anual del 0.4%. En el periodo 2013-2018 se observó un crecimiento de estos montos a un ritmo mayor que el periodo pasado, registrando una cifra promedio anual de 0.6%.

En el caso de la cantidad de clientes asociados al subsidio básico o de subsistencia se observó que en el periodo 2008-2013 presentó una tasa de decrecimiento anual del 0.7% y en el periodo 2013-2018 este ritmo aumentó a 3.7%.

DESCUENTO OTORGADO DE ACUERDO CON LA LEY 134 DE 31 DE DICIEMBRE DE 2013

El descuento se otorgará a todas las personas con discapacidad que se encuentren debidamente certificadas por la Secretaría Nacional de Discapacidad dentro del territorio nacional, de la siguiente forma:

- Descuento del 25% en la facturación de consumo mensual de energía eléctrica, hasta 600 kWh. Se aplicará la tarifa normal al excedente de esta suma.
- Este descuento será aplicado indistintamente si la persona es menor o mayor de edad. En el caso de los menores, será necesario acreditar quien es la persona responsable donde reside.



Fuente: Informe de subsidios a clientes del sector eléctrico de Panamá a diciembre 2019. (2020). Accesado 1 Febrero 2021, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04_subsidios_aportes_Estado/subsidios_clientes/informe_subsidios_clientes_elec.pdf

La tendencia de beneficiados por esta Ley y el monto aportado por los clientes es al alza. Observamos que la cantidad de clientes beneficiados aumentó 144 veces al pasar de 2 clientes en el 2015 a 288 clientes en el 2018. Así mismo, notamos que el monto aportado creció 321 veces al pasar de 0.13 miles de Balboas en el 2008 a 41.78 miles de B/. en el 2018.

En todos los casos la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es la Entidad responsable de fiscalizar la aplicación de los subsidios.

4.2 APORTES DEL ESTADO

Mediante las Resoluciones de Gabinete, el Ejecutivo aprueba la transferencia de los fondos aportados por el Estado para subsidiar a los clientes del sector eléctrico, toda vez que los mismos clasifiquen para recibir estos fondos, a continuación, resumimos los subsidios aportados por el Estado.

Subsidios aportados por el Estado

Fondo de Establización Tarifaria (FET)

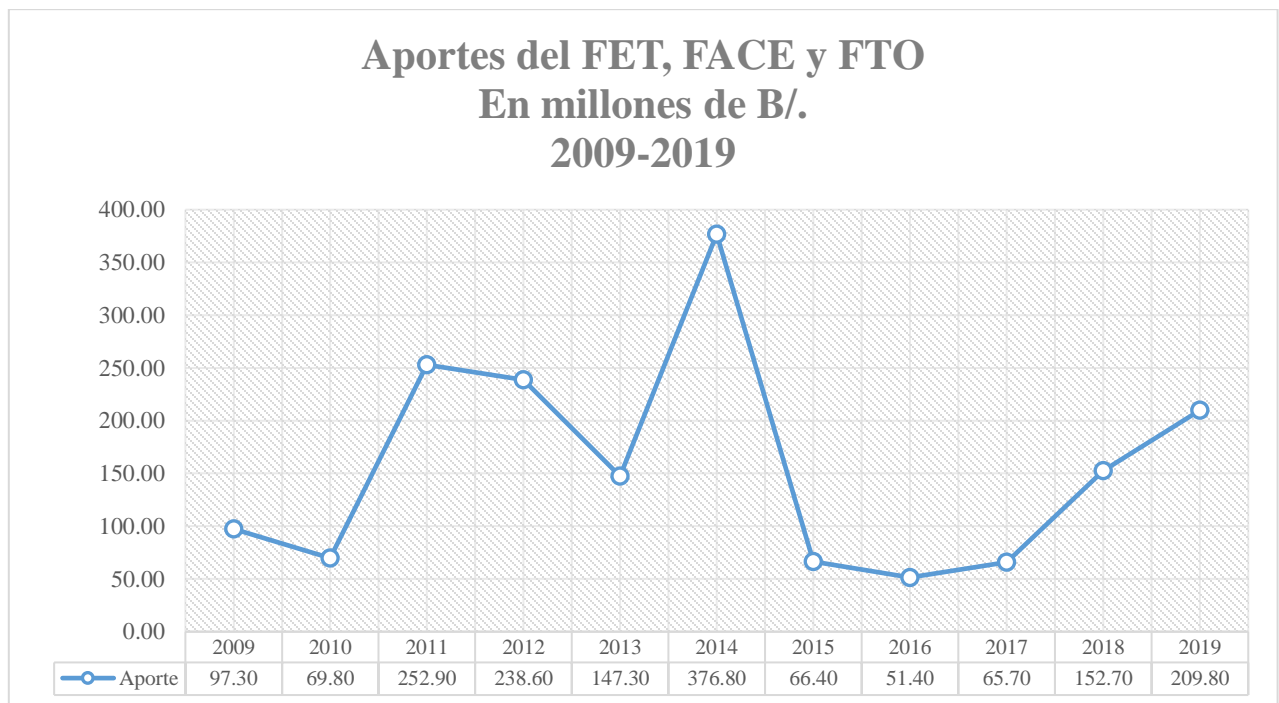
- Se creó con el propósito de mitigar el efecto del aumento de las tarifas a los clientes finales.
- Se aplica a los clientes con consumo hasta 300 kWh.

Fondo de compensación energética (FACE)

- Resolución de Gabinete 174 de 8 de noviembre de 2011, el Consejo de Gabinete autorizó la suscripción del FACE, con el propósito de mantener el precio de las tarifas y compensar a las empresas distribuidoras por los montos dejados de percibir a través de la actualización de las tarifas eléctricas.
- Resolución de Gabinete 2 de 5 de enero de 2016 declara la extinción del FACE.

Fondo tarifario de occidente (FTO)

- Se creó en el 2015 para garantizar la estabilidad de las tarifas y compensar los costos de prestación del servicio en el área de concesión de EDECHI. Actualmente, se encuentra vigente hasta diciembre 2021.



Informe de Aportes del Estado a clientes del sector eléctrico en Panamá a Diciembre 2019. (2020). Consultado 22 June 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04_subsidios_aportes_Estado/aportes_estado/2020/aec_sector_elec_marzo.pdf

Anexo

Para comprender un poco más la composición de la capacidad instalada en Panamá resumimos algunos hitos importantes que han sucedido entre el año 2008 y 2019.⁴⁰

2008

- Inicia operaciones H. Istmus Hydro Power Corp, S.A (10MW)
- Se incorporan Inversiones y Desarrollo Balboa, S.A (43.5MW)

2009

- Se incorpora Empresa Nacional de Energía (9.86MW), HidroPanamá (4.3MW), Valley Rise (50.4MW), Caldera Energy Corp (19.76MW)
- Inversiones y Desarrollo Balboa incrementa su capacidad de 43.5MW a 87MW.

2010

- Entran las unidades Cerro Azul y Charco Azul de la Empresa de Generación de Energía, S.A (110.40MW), Central Termo Colón de Generadora del Atlántico (158MW), Central Macano de Hidroboquerón (3.5MW), Central Paso Ancho (6.12MW)

2011

- Salen 120MW de las centrales de Bahía las Minas BLM2, BLM3, BLM4 de turbina de vapor y entran 120MW de BLM Carbón.
- Salen 44MW de la Central COPESA turbina a gas de la empresa Corporación Panameña de Energía, S.A
- Entran las centrales Los Planetas de Saltos de Francolí (4.95MW), AES Changuinola (212.8MW), Mini Chan de AES (9.66MW), Pedregalito I de Pedregalito (20MW), Pedregalito II de Río Chico (12.52MW)

2012

- Salen las térmicas de Cerro Azul y Charco Azul de la Empresa de Generación de Energía, S.A (110.4MW)
- Se incorporan las hidroeléctricas de Ideal Panamá Bajo de Mina, Baitún con un total de 145MW, el Fraile de Hidrobérica (5.35MW), Gualaca G1 y G2 de Bontex con 25.2MW, Lorena G1, G2 y Prudencia de Alternergy con 89 MW, finalmente Hidropiedra (13.14MW)

2013

- Las térmicas Cativá de Inversiones y Desarrollo Balboa (87MW) pasan ser Alternergy
- Entran las centrales hidroeléctricas Las Perlas Norte (10MW) y Las Perlas Sur (10MW) así como Mendre 2 de Electrogeneradora del Istmo con 7.8MW

2014

- Entraron las centrales hídricas de Bugaba de Enmadesa (3.3MW), Monte Lirio de Electron Investment (51.6MW), San Lorenzo (8.12MW), el Alto de Hidro Caisán (69.4MW).
- Entraron las centrales Térmicas de ACP (81.6MW), Aggreko (80MW), Soenergy (60MW) estas dos últimas por emergencia.

2015

- Entró 72MW de la Central Térmica de Estrella de Mar de AES
- Iniciaron operación las centrales hidroeléctricas de Bonyic de Hidroecológica del Teribe (30MW), Las Cruces de CEISA (21MW)
- Inició la Solar Chiriquí de Enerl Gren Power con 9.3MW.

2016

- Salen las centrales térmicas de Capira y Chitré de Empresa de Energía y Servicios S.A (10MW), la turbina de Gas de TG. Panamá de Empresa de Generación de Energía S.A (40MW), las térmicas de Aggreko y Soenergy (140MW).
- Entran las térmicas de Kanan (93MW), Jinro (57.8MW)
- Se incorpora la central hídrica Bugaba II de Enmadesa con 4MW, Fountain con 57.9MW.
- Entra Divisa Solar con 9.9MW, Faralon Solar (0.96MW)

2017

- Sale la central hídrica CANOPO de Grupo Melo (1.13MW).
- Se incorporan las centrales térmicas de Energyst (44MW) y la Central hidráulica de Barro Blanco de Generadora del Istmo (28MW). Adicional, entran al sistema las solares Cocele Solar de Azucarera Nacional (0.96MW), Generación Solar (0.1MW), El Fraile de Generación Solar (0.48MW), Solar Coclé de 8.99MW, Solar Paris de 8.99M, Solar Los Ángeles de 9.52MW, El Espinal de PSZI de 8.5MW

2018

- Entra la central hídrica Macano 3 de Hidroboquerón (1.75MW), la Cuchilla de Hidro Piedra (8.7MW), Bajos del Totuma con 6.3MW
- Se incorporan las centrales eólicas de Nuevo Chagres I, Nuevo Chagres II, Marañón, Portobelo I, Rosa de los Vientos I, Rosa de los Vientos II con un total de 270MW
- Salen las térmicas de Santa Inés y Estrella del Norte I y II de Kanan (93W), pero entra la térmica Esperanza de Kanan con 92MW

2019

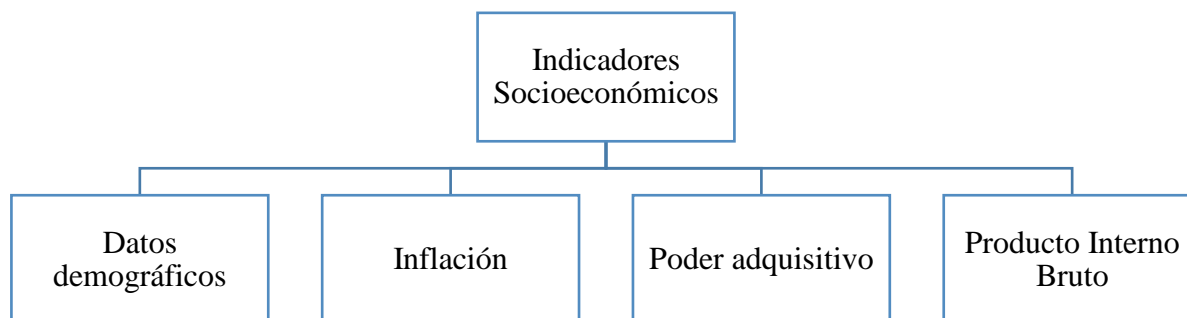
- Sale la central térmica El Giral de Valley Rise (50MW). La Central Cativá(87MW) pasa de Alternergy a Celsia Centroamérica
- Entra la central térmica de ciclo combinado de Costa Norte de Gas Natural Atlántico con 381MW, las centrales solares de Panamá Solar 2, Concepto Solar, Sarigua de Empresa de Generación Eléctrica sumando en total 19.4MW

La evolución de la demanda de energía eléctrica en el tiempo se encuentra estrechamente relacionado a variables externas al sistema eléctrico tales como: ⁴¹la población urbana y rural del país, Producto Interno Bruto Global (PIB) y variación del nivel de precios en el país (inflación)

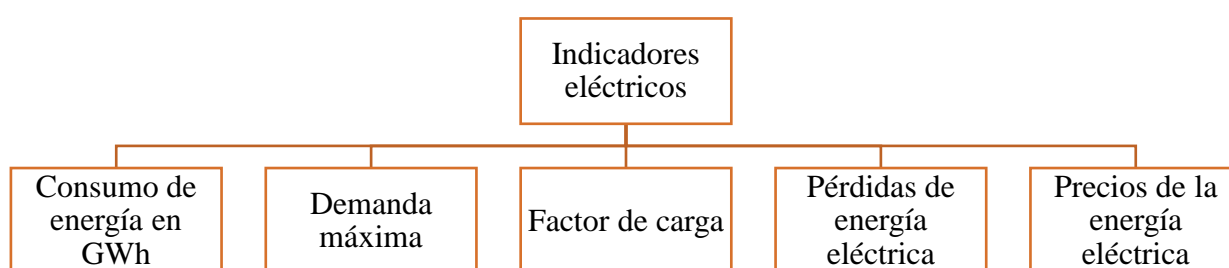
⁴⁰ Fuente: Centro Nacional de Despacho. (2020). Estadísticas - Centro Nacional de Despacho - ETESA. Consultado 5 Octubre 2020, de <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>

⁴¹ Resolución 16140-Elec (2020) Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019-2033 (PESIN 2019), presentado por la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA). Consultado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/consultas_publicas/2019/cp_012-2019/tomoI-estudios_basicos_2019-2033/tomoI-estudios_basicos_2019-2033.pdf. Tomo I pp31

entre otros. Los componentes en mención son esenciales para la evolución del sector eléctrico. A continuación, se detalla algunos indicadores a considerar en la evolución de la demanda.



Fuente: Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Nacional (PSIN 2019)



Fuente: Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Nacional (PSIN 2019)

2.1 INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

- **Datos demográficos**

El Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República de Panamá, ejecuta cada diez años, los censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones oficiales de población. De los datos censales, el INEC con la ayuda del Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE), componente de la CEPAL desde 1997, realiza las conciliaciones, estimaciones, proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050⁴².

De acuerdo con los resultados obtenidos en el último censo (2010), se pudo observar una disminución de la tasa de crecimiento poblacional (TPC) pasando de un 2.08% (1990-2000) a 1.88% (2000-2010). Según las proyecciones nacionales vigentes, la población panameña se incrementó aproximadamente un millón de habitantes desde el año 2000 al 2016, sin embargo, de haberse mantenido el ritmo de crecimiento del milenio pasado el número de habitantes para el 2016 debió ser superior. Por otro lado, la tasa de natalidad disminuyó pasando de 22.7 nacimientos por cada mil habitantes en el año 2000 a 18.6 nacimientos por cada mil habitantes en el 2017. Con lo anterior, observamos que el ritmo de crecimiento es más lento y se encuentra en descenso.⁴³

⁴² CEPAL. (2020). CEPALSTAT Estadísticas e Indicadores. Accesado 5 Octubre 2020, de https://estadisticas.cepal.org/cepalstat/web_cepalstat/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e

⁴³ Resolución 16140-Elec (2020) Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019-2033 (PESIN 2019), presentado por la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA). Accesado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/consultas_publicas/2019/cp_012-2019/tomoI-estudios_basicos_2019-2033/tomoI-estudios_basicos_2019-2033.pdf. Tomo I pp32

Según proyecciones publicadas por el Instituto de Estadísticas y Censo, basada a su vez en el X Censo Nacional de Población y el Sexto Censo Nacional de Vivienda, la población total de la República, al 1 de julio de 2010, se estimaba en 3.5 millones de personas, de las cuales se consideraba que el 64.6% (2.26 millones de personas) habitaría en las áreas urbanas. El resultado de la proyección muestra que la población urbana y rural seguirán creciendo, pero su tasa de crecimiento anual viene cayendo, condicionada por los cambios demográficos de un país urbano, como es la menor cantidad de hijos por familia, por ende, la población total viene creciendo cada vez más lentamente.

- **Inflación**

Hasta mediados del 2004, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano le había permitido a Panamá mantener una baja inflación. Históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%. Tanto que a la inversa de lo que sucedía en la mayor parte de los países de la región latinoamericana, en Panamá se registraron largos periodos de tiempo (1985-2005), con tasas de inflación, que en su máximo no superaron cambios mayores al 1.5%, para una tasa de crecimiento promedio del nivel de precios de solo 0.9% anual.⁴⁴

En cambio, en correspondencia al periodo de crecimiento económico sostenido que el país tuvo en los años 2007-2014, la inflación se manifiesta con una tasa promedio anual de 4.38%, magnitud de dígitos solo alcanzados tan atrás en el tiempo, como en el año 1982. Del 2015, en adelante, se vuelven a registros de inflación, menores a un dígito porcentual, de 0.19%, 0.68% y 0.89%. Con lo que se espera haya terminado el anterior ciclo, de altos incrementos de precios, para volver a una senda de precios relativamente estable, como se tuvo por más de dos décadas 1982-2005. La inflación promedio anual para el año 2018, alcanzó un valor de 0.76%.⁸

- **Poder Adquisitivo**

El poder adquisitivo (PA) es un indicador económico, utilizado para comparar de una manera realista el nivel de vida, entre diferentes periodos, regiones o entre distintos países, valorando el Producto Interno Bruto per Cápita en términos del coste de vida en cada país. Entendiendo por coste de vida, el nivel de la inflación. O, en su defecto, Poder adquisitivo (PA), o sea el monto de valor de un bien o un servicio comparado al monto pagado. Si el ingreso monetario se mantiene igual, pero aumenta el nivel de precios, el poder adquisitivo de tal ingreso baja. La inflación no implica siempre un poder adquisitivo que cae con respecto al ingreso real recibido, pues el ingreso monetario puede aumentar más rápido que la inflación. Por definición, el poder adquisitivo de un dólar decrece a la vez que el nivel general de precios aumenta.

Desde el año 2013 al 2018 el poder adquisitivo del consumidor nacional se ha reducido en un 5% al pasar de 1.00 en el 2013 a 0.95 en el 2018. Vale la pena destacar que el efecto inflacionario total en Panamá no puede ser representado únicamente por la variación del IPC, ya que la paridad con el Dólar Estadounidense esconde la caída adicional del poder adquisitivo de compra de nuestra economía con respecto a las compras en América del Sur, Europa y Oriente.

- **Producto Interno Bruto**

La evolución histórica del PIB en los últimos 10 años muestra en general un crecimiento estable con un parámetro crecimiento anual sostenido en el periodo de 6.08%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. Es importante señalar que las tasas de crecimiento promedio obtenidas en los últimos años son significativas, por ejemplo, en el periodo 2010-2012 la tasa de incremento del

⁴⁴ Resolución 16140-Elec (2020) Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019-2033 (PESIN 2019), presentado por la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA). Accesado 5 Octubre 2020, de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/consultas_publicas/2019/cp_012-2019/tomoI-estudios_basicos_2019-2033/tomoI-estudios_basicos_2019-2033.pdf. Tomo I pp35

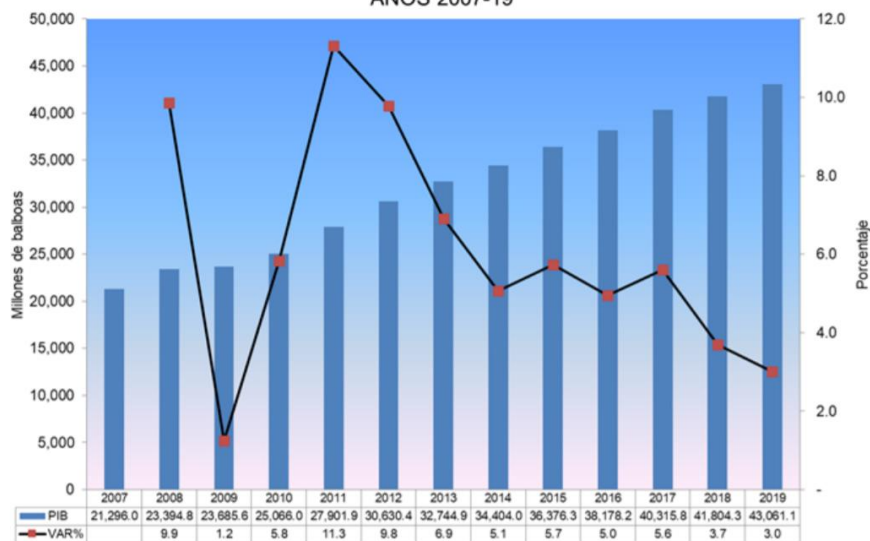
PIB se mantuvo en 8.97%, del 2013-2017 se estabilizó en un promedio de 5.66% y en los dos últimos años 2018-2016 disminuyó a niveles del 3%.

Producto interno bruto a precios del comprador en la República, en medidas encadenadas de volumen con el año de referencia 2007 y su variación porcentual

Año	PIB-En Millones de Balboas	Incremento de anual
2007	B/.21,296.00	---
2008	B/.23,394.80	9.9%
2009	B/.23,685.60	1.2%
2010	B/.25,066.00	5.8%
2011	B/.27,901.90	11.3%
2012	B/.29,876.28	9.8%
2013	B/.32,744.90	6.9%
2014	B/.34,404.00	5.1%
2015	B/.36,376.30	5.7%
2016	B/.38,178.20	5.0%
2017	B/.40,315.80	5.6%
2018	B/.41,804.30	3.7%
2019	B/. 43,061.10	3.0%

Fuente: INEC. (2020). Avance de Cifras del Producto Interno Bruto: Anual y Trimestral 2019. Accesado 5 Octubre 2020, de <https://www.inec.gob.pa/archivos/P0468700120200302133607COMENTARIO.pdf>

Gráfica. PRODUCTO INTERNO BRUTO A PRECIO DE COMPRADOR EN LA REPÚBLICA, EN MEDIDAS DE VOLUMEN ENCADENADAS CON AÑO DE REFERENCIA 2007 Y SU VARIACIÓN PORCENTUAL: AÑOS 2007-19



Año	Sectores que impulsaron mayoritariamente al PIB	Sectores que incrementaron su producción	Sectores que disminuyeron su producción
2015 ⁴⁵	Actividades que componen el sector externo	Sector externo: puertos, actividades financieras, turismo, servicios del Canal de Panamá, exportaciones de banano y melón. En el sector interno presentaron crecimiento las actividades de: cría de ganado porcino y aves de corral; minas y canteras, construcción, electricidad y agua, comercio al por mayor y menor, restaurantes y hoteles, inmobiliarias, transporte regular de pasajeros, de carga y el de cabotaje, las telecomunicaciones, enseñanza y salud privada, y los otros servicios comunitarios, sociales y personales.	Actividades del sector externo: La Zona Libre de Colón mostró descenso, las exportaciones de sandía y piña también. La actividad de pesca presentó una disminución de 4.3 por ciento, debido al descenso en la captura de peces y otras especies marinas, observado en sus exportaciones. Las manufactureras disminuyeron 1.3% en su valor agregado bruto
2016 ⁴⁶	Actividades que componen el sector externo	Sector externo: Actividades financieras, turismo, servicios aéreos. En el sector interno presentaron crecimiento las actividades de: cría de ganado porcino y aves de corral; minas y canteras, construcción, electricidad y agua, comercio al por mayor y menor, restaurantes y hoteles, inmobiliarias, transporte regular de pasajeros, carga general, telecomunicaciones, enseñanza y salud privada, y los otros servicios comunitarios, sociales y personales	Del sector externo, la Zona Libre de Colón mostró descenso. Por parte de frutas de exportación el banano, la piña y el melón tuvieron resultados desfavorables. El valor agregado bruto agropecuario registró disminución de 0.1%, la pesca mostró contracción de 8.4% por la baja captura de especies comerciales, las manufacturas disminuyeron 2.8% su valor agregado bruto entre otros.
2017 ⁴⁷	Actividades que componen el sector externo	Sector externo: Canal de Panamá, Servicios aéreos y financieros. Sector interno: comercio al por mayor y menor, construcción, inmobiliarias, transporte regular de pasajeros, telecomunicaciones, electricidad y agua,	El comercio en la Zona Libre de Colón mostró descenso en este año, las actividades de servicios domésticos presentados a los hogares presentaron una disminución de 3% en su valor agregado. La pesca fue otra actividad con que presentó disminución en su valor agregado bruto de 2.7% reflejada en la

⁴⁵ Fuente: INEC. (2016). Accesado 5 Octubre 2020, de <https://www.inec.gob.pa/archivos/P7361COMENTARIO.pdf>

⁴⁶ Fuente: INEC. (2017). Accesado 5 Octubre 2020, de <https://www.inec.gob.pa/archivos/P8011COMENTARIO.pdf>

⁴⁷ Fuente: INEC. (2018). Accesado 5 Octubre 2020, de <https://www.inec.gob.pa/archivos/P8571COMENTARIO.pdf>

		restaurantes y hoteles, minas y canteras, enseñanza, salud privada, otros servicios comunitarios, sociales y personales, cría de ganado porcino y aves de corral.	menor exportación de productos marinos.
2018 ⁴⁸	Agricultura, explotación de minas y canteras, industrias manufactureras, suministro de electricidad, gas y agua, construcción, comercio al por mayor, entre otros.	Sector Externo: Canal de Panamá, Zona Libre de Colón y la intermediación financiera. Sector interno: comercio al por mayor y menor, construcción, inmobiliarias, transporte regular de pasajeros, telecomunicaciones, electricidad y agua, minas y canteras, enseñanza, salud privada, cría de ganado porcino y aves de corral y en menor medida otros servicios sociales y personales.	La pesca disminuyó 3.2% debido a la menor captura de especies comerciales, los hoteles y restaurantes también mostraron una variación negativa de 3.8% efecto del bajo comportamiento de los servicios de restaurantes y hoteles.
2019 ⁴⁹	Sector minero, cuya producción en toneladas aumento del tercero al cuarto trimestre en un 210.4%	Sector Externo: Canal de Panamá, Actividades Portuarias, transporte aéreo, producción de banano	El sector pesquero que disminuyó en un 25.1%, afectado la producción exportable de dicho sector, de igual forma, el sector manufacturero cayó en un 1.5% y sector de la construcción apenas aportó en un 0.1%. La actividad desarrollada en la Zona Libre de Colón disminuyó, aunque logró un desempeño positivo en el último trimestre.

2.2 Indicadores eléctricos

Las cargas representativas de un sistema eléctrico de potencia presentan características puntuales que influyen en el sistema de distribución, ya que estas características expresan el comportamiento del usuario final y conlleva a la definición de la curva de demanda en un tiempo determinado. Esta curva corresponde a los consumos máximos realizados en intervalos de una hora para las 24 horas del día, se analiza y proporciona mayores detalles de la variación durante un periodo de tiempo histórico, además de ser la base para predecir las tendencias de variación de las cargas del sistema.⁵⁰

Para abastecer el sistema eléctrico de un país, la planeación es necesaria como pilar fundamental, ya que ésta involucra generalmente el pronóstico del nivel de demanda como base para la oferta del sistema y la creación de políticas y normas, logrando de esta manera el óptimo desempeño del

⁴⁸ Fuente: INEC. (2019). Consultado 5 Octubre 2020, de <https://www.inec.gob.pa/archivos/P9231COMENTARIO.pdf>

⁴⁹ Fuente: INEC. (2020). Consultado 5 Octubre 2020, de <https://www.inec.gob.pa/archivos/P0468700120200302133607COMENTARIO.pdf>

⁵⁰ ALARCON VILLEGAS, J. (2017). ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO BASADO EN CADENAS DE MARKOV. Consultado 6 Octubre 2020, de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/13543/3/UPS-KT00161.pdf>

sistema; de manera indirecta se busca que los usuarios finales del recurso posean conciencia y educación para su uso.⁵¹

El Centro Nacional de Despacho (CND) es el encargado de coordinar las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá. Asegurando las condiciones de libre competencia en un ambiente de mercado a través de normas claras, promoviendo la inversión en la actividad eléctrica.⁵²

El pronóstico de la demanda de potencia o carga es fundamental en cualquier problema de toma de decisiones sobre un sistema eléctrico, y es, por tanto, una de las actividades básicas en la planificación. Para estudios de planeamiento de largo plazo, el pronóstico de demanda debe considerar horizontes que pueden variar entre cinco y veinticinco años, dependiendo del horizonte de planeamiento, y puede abarcar un área geográfica a escala local o nacional. Asimismo, el pronóstico de demanda puede referirse a la potencia pico, a la energía total demandada o al comportamiento de la curva de carga. El despacho económico de carga es una de las más importantes funciones dentro del mercado mayorista de electricidad, el cual se debe realizar para garantizar el suministro de energía, maximizando la seguridad del sistema interconectado nacional, y minimizando los precios mayoristas en el mercado horario de energía.¹⁴

Según la Metodología para la Elaboración y Modificación del Informe Indicativo de Demanda publicada por el Centro Nacional de Despacho (CND) todos los participantes consumidores deben **suministrar anualmente al CND los consumos de energía, factores de carga típicos, demanda máxima, demanda interrumpible, la importación contratada y cualquier otra información que sustente la proyección de demanda que tenga el consumidor.** El Centro Nacional de Despacho a partir de estos datos evaluará las hipótesis de cálculo, premisas y cálculos utilizados por los participantes consumidores en sus proyecciones de demanda, para definir y sustentar adecuadamente los diferentes escenarios de proyecciones de consumo de energía eléctrica, conforme a lo establecido por las Reglas Comerciales para la elaboración del Informe Indicativo de Demanda.

Los participantes consumidores del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá están compuestos por:

- a. Los Distribuidores, en representación de sus clientes regulados y de los Grandes Clientes conectados a su red que no son Participantes del Mercado Mayorista.
- b. Los Grandes Clientes que optan por comprar directamente en el mercado mayorista.
- c. Participantes cuyo consumo asociado se ubica en otro país y que se conecta a través de redes de interconexión internacional.
- d. Los Autogeneradores y Cogeneradores ubicados en la República de Panamá que en algún momento han resultado o prevean resultar comprando faltantes por periodos de más de 7 días continuos o 30 días discontinuos.
- e. Otros Participantes Consumidores, que se establezcan con posterioridad a la aprobación de la presente metodología.

⁵¹ Sanjinés Tudela, G. (2011). 45 Análisis y pronóstico de la demanda de potencia eléctrica en Bolivia: una aplicación de redes neuronales. Accedido 5 Octubre 2020, de https://www.researchgate.net/publication/277041102_Analisis_y_pronostico_de_la_demanda_de_potencia_electrica_en_Bolivia_una_aplicacion_de_redes_neuronales

⁵² ¿Quiénes somos? - Centro Nacional de Despacho - ETESA. (2020). Accedido 5 Octubre 2020, de <https://www.cnd.com.pa/index.php/acerca/conozcanos/quienes-somos>