

INFORME

ENERO-AGOSTO

2017

**Costo del
apagón para
los usuarios
del sistema eléctrico**

INFORME ENERO-AGOSTO 2017

1

INTRODUCCIÓN

PÁG. 4

2

COSTO DEL APAGÓN PARA LOS USUARIOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

PÁG. 5

3

PESO MONETARIO DE LAS PÉRDIDAS TOTALES EN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS LOS MESES DE ENERO A JUNIO 2017

PÁG. 9

4

RESUMEN ESTADÍSTICO

PÁG. 10

5

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

PÁG. 11

**5.1. COSTO MARGINAL
DE ENERGÍA
HISTÓRICO EN EL
MERCADO SPOT**
PÁG. 11

**5.2. MATRIZ DE
GENERACIÓN DEL
SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**
PÁG. 13

**5.3. GENERADORES
DEL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL
INTERCONECTADO
(SENI)**
PÁG. 14

COORDINACIÓN

MANUEL CABRAL F.
AMAURY VÁSQUEZ
ROCÍO ARAUJO
JULISSA MONTILLA

COLABORACIÓN

MEDIÁTICOS

E&S: DISEÑO, DIAGRAMACIÓN E INFOGRAFÍAS

JUNTA DIRECTIVA ADIE

ROBERTO HERRERA, PRESIDENTE ADIE. GERENTE GENERAL CESPM
EDWIN DE LOS SANTOS, PRESIDENTE AES DOMINICANA
ANTONIO RAMIREZ, GERENTE GENERAL GENERADORA SAN FELIPE
MARCELO AICARDI, GERENTE GENERAL EGE HAINA
DIANA CAMPOS, GERENTE DE NEGOCIOS PALAMARA LA VEGA
ARMANDO RODRIGUEZ, GERENTE GENERAL SEABOARD
CARLOS VANEGAS, DIRECTOR DE FINANZAS
MARCOS COCHÓN, GERENTE GENERAL CEPP
MIGUEL ROBERTO CAMINO, PRESIDENTE CONSORCIO LAESA
MÉJICO ÁNGELES LITHGOW, PRESIDENTE BARRICK PUEBLO VIEJO
MANUEL CABRAL F., VICEPRESIDENTE EJECUTIVO ADIE

5.4. ENERGÍA DISPONIBLE Y RESERVA DEL SISTEMA EN GWH
PÁG. 16

5.5. INYECCIÓN DE ENERGÍA AL SENI POR TODAS LAS EMPRESAS DEL SISTEMA
PÁG. 17

5.6. ENERGÍA INYECTADA AL SENI POR LAS EMPRESAS MIEMBROS DE LA ADIE
PÁG. 18

5.7. MATRIZ ENERGÉTICA INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE
PÁG. 19

5.8. ENERGÍA (GWH) GENERADA MENSUAL POR TODAS LAS CENTRALES DE GENERACIÓN INTERCONECTADAS

AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) 2017
PÁG. 20

5.9. MERCADO SPOT Y PRECIO MONÓMICO DE GENERACIÓN
PÁG. 22

5.10. PRECIO MEDIO DE COMPRA VENTA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH
PÁG. 23

5.11. DEMANDA NO SUMINISTRADA (APAGONES) DIVISIÓN REGIONAL
PÁG. 24

5.12. COMPRA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (EDESUR, EDEESTE Y EDENORTE)
PÁG. 26

5.13. RESUMEN DEUDAS DE LA CDEEE Y EDE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES
PÁG. 27

5.14. PRINCIPALES INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL AÑO 2017
PÁG. 30



CONCLUSIONES

PÁG. 32



GLOSARIO

PÁG. 34



INTRODUCCIÓN

LOS APAGONES
CUESTAN A LOS
HOGARES EN TOTAL
UNOS US\$228
MILLONES DE
DÓLARES AL AÑO...

Vivir sin electricidad no es una opción para la mayoría de las personas. En la República Dominicana no se abastece la totalidad de la demanda, y se generan apagones constantes, por esta razón, existen diversas opciones para suplir la necesidad de electricidad. Hemos querido en este informe realizar el cálculo que nos permita valorar el costo de los apagones y cuantificar su impacto en los hogares y en las empresas cuando tienen que abastecerse con fuentes de emergencia. Definitivamente, es más costoso el apagón que suplir la demanda total del país.

Para este ejercicio de cálculo tomamos como referencia lo que implica iluminarse con la fuente más primaria y económica, que es la vela. En un hogar humilde puede costar RD\$600 pesos o US\$12.6 dólares al mes. Esta misma casa, con bombillas y los electrodomésticos básicos solo pagaría al mes de electricidad RD\$403.15 pesos o US\$9.84 dólares, de acuerdo con la tarifa actual. Esto también aplica con fuentes como son la planta eléctrica, los inversores, lámparas de kerosene y otras.

Según una encuesta realizada por el Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC¹), los apagones cuestan a los hogares en total unos US\$228 millones de dólares al año en un cálculo hecho en varias regiones del país. En cuanto a las empresas, que deben contar con una planta eléctrica para abastecerse durante el apagón, lo que les cuesta al año es US\$336 millones de dólares, siendo las pequeñas y medianas las más afectadas económicamente.

En el presente informe, que forma parte del ejercicio de comunicación y transparencia de la industria eléctrica, la Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE) busca estimular la reflexión sobre el peso de los apagones como parte de la estructura de costos de los hogares y de las empresas. Procuramos un aporte al debate netamente técnico con el objetivo de contribuir con la búsqueda de soluciones para conseguir un servicio eléctrico que sea de calidad y a precios competitivos.

(1): Encuesta de suministro eléctrico a empresas (ESEE) INTEC, 2015.
Encuesta de Suministro Eléctrico a Hogares (ESEH) INTEC, 2015.

COSTO DEL APAGÓN EN LOS USUARIOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

2

COSTO DEL APAGÓN PARA LOS USUARIOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

GESTIONAR EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA (LOS LLAMADOS APAGONES) TIENE UN EFECTO INTANGIBLE PARA EL USUARIO FINAL.

La ausencia de energía eléctrica es una constante en la realidad nacional. Gestionar el abastecimiento de la demanda de energía (los llamados apagones) tiene un efecto intangible para el usuario final. Las diferentes formas que utilizan los usuarios para satisfacer sus demandas de electricidad o de iluminación, aunque sea de manera precaria, generan un costo adicional a lo que le pagan a las distribuidoras.

Por ejemplo, el método más económico que se puede utilizar para suplir la necesidad de iluminación es la vela. Situemos nuestra hipótesis en una vivienda de una familia de escasos recursos con dos habitaciones y que recibe de manera rutinaria apagones de 7:00 a 11:00 de la noche. Es decir que la cantidad de tiempo que pasa este hogar sin energía es de cuatro horas al día.

Hemos constatado que el precio menor de una vela en un comercio minoritario (colmado) es cinco pesos (RD\$5), y comprobamos que esta tiene una duración de dos horas en estado de reposo. Un cálculo conservador nos indica que esta familia usaría cuatro velas por día para poder iluminar las dos habitaciones, si esto lo extrapolamos a un mes, el gasto en velas ronda por unos RD\$600 pesos dominicanos o unos US\$12.6 dólares² al mes.

La evaluación de cuanto pagaría de energía eléctrica esta familia, teniendo los electrodomésticos básicos, nos arroja valores inferiores al gasto en velas, considerando el esquema tarifario actual, y un gasto poco mayor, considerando el costo medio de venta de las empresas de distribución para el mes de julio 2017. En las tablas a continuación se detalla cada caso:

TABLA 1: CÁLCULO DE GASTO EN VELAS PARA ILUMINARSE DE UN HOGAR DE ESCASOS RECURSOS

Gasto en velas de una casa de dos espacios a iluminar (dos habitaciones)

Horas de apagones diarias	Cantidad de velas diarias	Costo de velas por unidad (RD\$)	Gasto mensual en velas (RD\$)	Gasto mensual en velas (US\$) ²
4	4	5	600.00	12.60

(2): Los cálculos están hecho con base en la tasa de cambio promedio publicada por el Banco Central para agentes de cambio. agosto 2017

COSTO DEL APAGÓN EN LOS USUARIOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

TABLA II: CONSUMO DE ENERGÍA EN UN HOGAR DE ESCASOS RECURSOS³**Consumo mensual kWh hogar con electrodomésticos básicos**

Televisor 22" 60W, 6 horas de uso diario	Lavadora doméstica 450W 5 horas semanales de uso	3 Bombilla 20 W con 6 horas diarias de uso	Abanico 57 W, 12 horas de uso diario	Nevera 10-12 pies 130W 12 horas diarias de uso	TOTAL
10.80	9.00	10.80	20.52	46.80	97.92

TABLA III: CÁLCULOS DE LA FACTURA DE UNA VIVIENDA QUE CONSUME 97.92 KWH

	KWH	Costo por energía (DOP)	Costo fijo (DOP)	Facturación (DOP)	Facturación (US\$) ⁴
CÁLCULO A TARIFA ACTUAL	97.92	430.85	37.95	468.80	9.84
CÁLCULO CONSIDERANDO PRECIO DE VENTA EDE JULIO 2017	97.92	775.84	37.95	813.79	17.09

Además de la vela, en República Dominicana se utilizan otros métodos alternos para suplir la energía en el momento del apagón. Estos pueden ser: inversores, plantas eléctricas de emergencia, lámparas de gas, etc. El monto en que incurren los hogares para poseer energía en los momentos de apagón son unos US\$228.26 MM, según la encuesta de INTEC antes citada.



EL MONTO EN QUE INCURREN LOS HOGARES PARA POSEER ENERGÍA EN LOS MOMENTOS DE APAGÓN SON UNOS US\$228.26 MM.

(3): Datos obtenidos de la empresa Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.

(4): Los cálculos están hechos con base en la tasa de cambio promedio publicada por el Banco Central para agentes de cambio.

COSTO DEL APAGÓN EN LOS USUARIOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

TABLA IV: COSTO DE LOS APAGONES PARA LOS HOGARES⁵

REGIONES	Cantidad de hogares en el país distribuidos por regiones	Costo del corte de energía eléctrica por hogar durante los últimos 6 meses (RD\$)	Costo total del corte de energía por región en 6 meses (RD\$ MM)	Costo total del corte de energía por región en 6 meses (US\$ MM) ⁶	Gastos anual de corte energía detallado por región (US\$ MM) ⁶
CIBAO NORTE	502,170	1,105	554.8	12.31	24.63
CIBAO SUR	233,653	1,176	275	6.1	12.2
CIBAO NORDESTE	221,006	2,748	607	13.48	26.96
CIBAO NOROESTE	137,840	1,369	189	4.19	8.37
VALDESIA	310,369	2,559	794	17.63	35.26
ENRIQUILLO	104,039	1,400	146	3.23	6.46
EL VALLE	99,148	850	84	1.87	3.74
YUMA	177,855	654	116	2.58	5.16
HIGÜAMO	198,235	1,287	255	5.66	11.33
OZAMA O METROPOLITANA	911,488	2,327	2,121	47.07	94.14
TOTAL	2,895,803	1,659	5,142	114.13	228.26

Esto se explica en las tablas iv y v, las cuales puntualizan cuanto tienen que pagar los usuarios para mantener un sistema alterno o de respaldo y así poder disfrutar de un abastecimiento eléctrico continuo. Estos valores surgen de las informaciones ofrecidas en las Encuestas de Suministro Eléctri-

co a Hogares (ESEH) y Empresas (ESEE) hechas por INTEC y el BID en el año 2015, la Encuesta Nacional de Fuerza de Trabajo 2013 del Banco Central de la Republica Dominicana y utilizando datos de la Oficina Nacional de Estadística del año 2013.

Estos gastos también se registran para las empresas. Las cuales para poder asegurar su funcionamiento durante la ausencia de energía de las distribuidoras deben gastar unos US\$ 335.95 MM.

(4): Los cálculos están hechos con base en la tasa de cambio promedio publicada por el Banco Central para agentes de cambio. agosto 2017

(5): i. Encuesta Nacional de Fuerza de Trabajo 2013, Banco Central de la Republica Dominicana.
ii. Encuesta de Suministro Eléctrico a Hogares (ESEH) INTEC, 2015.

(6): La tasa de cambio utilizada fue la referencia del Mercado Spot, promedio año 2015, Banco Central de la Republica Dominicana

COSTO DEL APAGÓN EN LOS USUARIOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

TABLA V: COSTO DE LOS APAGONES PARA LAS EMPRESAS DE ACUERDO CON EL TAMAÑO⁷

Tamaño de la empresa	Cantidad de empresas	Horas de apagones de lunes a viernes	Gasto promedio mensual por empresa para tener planta eléctrica (RD\$)	Gasto total mensual por tener planta eléctrica (RD\$ MM)	Gasto total anual para tener planta eléctrica (RD\$ MM)	Gasto total anual por tener planta eléctrica (US\$ MM) ⁸
Micro (1-10 empleados)	22,222	5.4	16,747	372	4,466	99.12
Pequeña (11-50 empleados)	15,054	4.1	31,609	476	5,710	126.74
Mediana (51-150 empleados)	2,952	4.4	86,540	255	3,065	68.04
Grande (más de 150 empleados)	1,940	3.5	81,396	158	1,895	42.05
TOTALES	42,167	4.35	216,292	1,261	15,136	335.95



EL MONTO QUE DEBEN PAGAR LAS EMPRESAS JUNTO AL DE LOS HOGARES ES DE US\$564.21 MM ADICIONALES".

(7): i. Encuesta de Suministro Eléctrico a Empresas (ESEE) INTEC, 2015.

ii. Datos de la Oficina Nacional de Estadística, 2013.

(8): La tasa de cambio utilizada fue la referencia del Mercado Spot, promedio año 2015, Banco Central de la República Dominicana.

PESO MONETARIO DE LAS PÉRDIDAS TOTALES EN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS LOS MESES DE ENERO A JUNIO 2017

3

PESO MONETARIO DE LAS PÉRDIDAS TOTALES EN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS LOS MESES DE ENERO A JULIO 2017

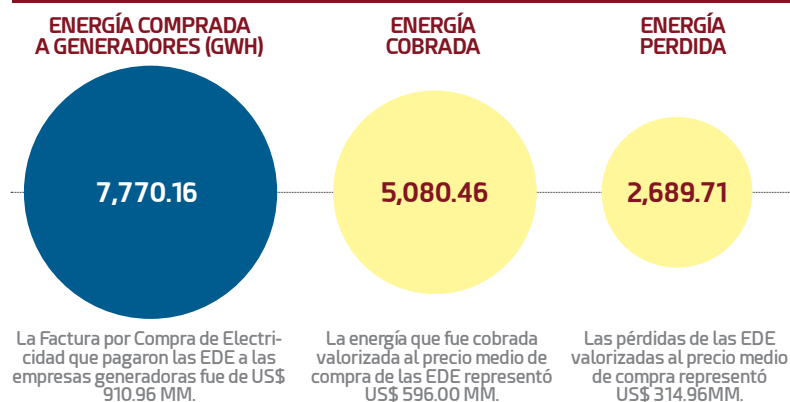
Otro de los escollos que presenta el sector eléctrico dominicano son las pérdidas de energía que registran las empresas distribuidoras de propiedad estatal. Esto representa un gran obstáculo para lograr la sostenibilidad. Las pérdidas de distribución (energía servida y no facturada) se han mantenido en 31% promedio en el ciclo enero-julio 2017⁹. En enero y febrero un 28%, marzo 34% y en abril 28%. Mientras que en mayo fue un 35%, en junio fue un 30% y en julio 32%⁹.

Con el interés de conocer más a fondo uno de los principales obstáculos de nuestro sistema eléctrico, hemos realizado un análisis monetario de las pérdidas de las EDE. Para el mismo consideramos la energía facturada y no cobrada,

así como la no facturada, que resulta en el volumen total de pérdidas de energía registradas por las distribuidoras de electricidad. Esta cifra es mayor que las pérdidas expresadas en el párrafo anterior, porque incluye la energía facturada y no cobrada. Este valor para los primeros siete meses del año 2017 fue de 35%¹⁰.

Al valorizar las pérdidas totales del sistema de distribución al precio medio de compra de las EDE a los generadores en los primeros siete meses nos da un monto de US\$314.96 millones de dólares. Es decir que este 35% de energía servida y no cobrada tiene un peso monetario negativo de US\$539.94 millones de dólares si hacemos una proyección del año 2017 completo.

ILUSTRACIÓN 1: VALORIZACIÓN MONETARIA DE LAS PÉRDIDAS TOTALES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PRIMEROS SIETE MESES 2017¹⁰



(9): Estos datos, los cuales se obtienen de los informes publicados por la CDEEE están disponibles solamente hasta el mes de julio de 2017.

(10): Estos datos, los cuales se obtienen de los informes publicados por la CDEEE están disponibles solamente hasta el mes de julio de 2017.

4

RESUMEN
ESTADÍSTICO

LAS EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS
COMPRARON MENOS
ENERGÍA EN LOS
PRIMEROS SEIS
MESES DEL 2017".

Disponibilidad, abastecimiento y reserva

Para los primeros 8 meses del 2017 la energía que las empresas generadoras estuvieron dispuestas a entregar al sistema superó en 12% la demanda abastecida por las distribuidoras. Es decir, unos 1,221 GWh estuvieron disponibles y no fueron requeridos por el sistema.

La matriz de generación ha continuado diversificándose gracias a las inversiones del sector privado hasta el punto de que un 33% de la energía en este período se generó con gas natural y 36% se produjo con derivados del petróleo. El carbón y el agua aportaron un 13% cada uno, mientras que el sol, el viento y la biomasa también tuvieron su participación en el pastel de generación.

En total, durante el citado período se generaron 10,058.07 GWh de los cuales, las empresas miembros de ADIE inyectaron 8,155.45 GWh, equivalentes al 81%, y este valor sería igual a 95% si excluimos las hidroeléctricas que son propiedad del Estado.

Indicadores de desempeño de las EDE

Para el periodo enero-julio 2017⁽¹¹⁾ las empresas distribuidoras compraron energía a US\$11.77 centavos de dólar por KWh mientras que lo facturaron a sus clientes a US\$16.70 centavos de dólar resultando un margen de venta a favor de las EDE de US\$4.84 centavos de dólar por cada KWh.

Cabe destacar que, pese a que la demanda crece cada año, las empresas distribuidoras compraron menos energía en los primeros seis meses del 2017⁽¹¹⁾. En enero y febrero compraron 3% menos de energía, en marzo 1% pero en los meses de abril y mayo la disminución en la compra de energía fue de un 4%.

(11): Estos datos, los cuales se obtienen de los informes publicados por la CDEEE, están disponibles solamente hasta el mes de junio.

S

PRINCIPALES
INDICADORES
DEL SECTOR
ELÉCTRICO

LA REDUCCIÓN DEL COSTO DE GENERACIÓN EN LOS ÚLTIMOS AÑOS HA SIDO PRODUCTO, EN ADICIÓN A LAS INVERSIONES, DE LA BAJA EN LOS COSTOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO...

5.1. Costo marginal de energía histórico en el Mercado Spot

Los costos marginales son uno de los principales indicadores del mercado eléctrico y de su condición de adaptación entre oferta y demanda. Este Costo Marginal de Generación (CMG), que en términos simples refleja el costo de suministrar una unidad adicional de energía (1 MWh), es uno de los indicadores importantes para la toma de decisiones de los actores del sector, pues su análisis y proyección futura revelan las oportunidades del negocio de generación para aquellos que deseen invertir.

Este costo marginal de generación depende en gran manera de tres factores fundamentales: el costo del combustible que se utilice para generar esta unidad adicional de energía, las inversiones en el parque de generación y la operación del sistema eléctrico.

El sector generación ha ampliado la oferta y diversificado la matriz energética considerablemente haciendo más eficiente el parque desde 1999. A la fecha, el sector privado ha instalado más de 2,900 MW de nueva potencia y repotenciación de unidades de generación con amplia diversificación en los combustibles y tecnologías.

Estas inversiones han influido de manera positiva en la reducción del costo de generación. Los ciclos de inversión han sido, entre ellos: la estabilidad normativa, los incentivos correspondientes a la instalación de nueva generación a través de otorgamiento de concesiones y contratos, y finalmente al cumplimiento de las reglas de juego del Mercado Eléctrico Mayorista. Estos elementos son la clave para el desarrollo de un parque de generación óptimo en línea con la política energética del país.

La reducción del costo de generación en los últimos años ha sido producto, en adición a las inversiones para diversificar la matriz, de la baja en los costos internacionales del petróleo el cual redujo su precio de manera histórica a finales del año 2014 y ha mantenido cierta estabilidad hasta la fecha. El gráfico y la tabla presentada a continuación describen la evolución del costo marginal de generación del Mercado Spot desde el año 2000 a la fecha.

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

ILUSTRACIÓN 2: COSTO MARGINAL DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT PROMEDIO ANUAL

● Costo marginal de energía en el Mercado Spot (centavos de dólar por KWh)

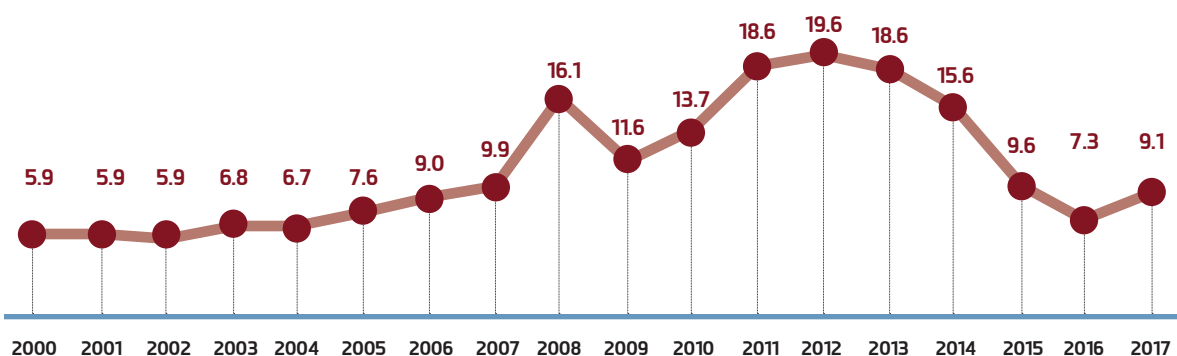


TABLA VI: COSTO MARGINAL DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT (CENTAVOS DE DÓLAR/KWH)

MES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ene.	-	4.89	4.51	6.98	6.23	5.46	7.93	7.10	13.41	7.95	13.18	14.07	17.85	19.44	13.50	10.58	5.75	9.92
Feb.	-	4.86	4.30	6.86	6.55	6.61	9.17	7.65	14.08	8.65	15.43	14.79	19.30	20.53	14.71	9.57	5.47	9.80
Mar.	-	5.17	4.87	6.94	6.07	5.94	10.22	8.13	14.43	8.64	14.86	17.89	20.35	20.92	14.82	10.08	6.05	9.34
Abr.	-	5.26	6.12	6.14	6.34	7.05	7.96	8.30	15.76	8.88	13.70	19.56	19.47	21.01	16.51	9.98	7.01	8.43
May.	-	5.43	6.04	5.87	5.72	7.08	9.12	9.72	16.35	9.90	14.37	21.06	19.80	19.87	15.64	10.81	7.17	8.44
Jun.	9.69	6.68	6.37	5.52	7.59	7.19	9.57	9.96	18.47	10.99	13.37	19.78	20.28	17.96	17.06	11.26	8.38	9.07
Jul.	10.33	7.33	5.82	7.46	7.07	7.59	8.76	11.14	20.48	13.19	13.00	20.68	20.21	17.98	18.81	11.26	9.53	8.94
Ago.	10.77	7.57	6.49	7.27	7.11	8.50	9.12	11.45	21.66	13.10	13.97	20.14	18.36	19.96	17.17	9.99	7.66	8.93
Sep.	11.13	8.11	6.51	7.62	7.06	8.81	10.76	10.69	18.57	14.61	14.32	18.56	20.43	19.34	17.02	8.54	8.15	
Oct.	9.83	6.13	6.32	7.27	6.48	9.39	9.66	11.68	17.92	14.44	13.41	19.87	20.56	16.49	17.17	8.71	7.65	
Nov.	9.60	5.22	6.63	6.97	7.67	10.21	8.91	11.98	13.42	14.98	12.24	18.79	19.74	15.79	14.53	7.42	7.40	
Dic.	10.03	4.56	6.26	6.73	6.23	7.72	7.27	11.53	8.43	13.86	12.57	17.89	18.39	13.79	10.77	6.54	7.33	
Prom.	5.9	5.9	5.9	6.8	6.7	7.6	9.0	9.9	16.1	11.6	13.7	18.6	19.6	18.6	15.6	9.6	7.3	9.1

5.2. Matriz de generación del Sistema Eléctrico Nacional

En el año 2000, la matriz de generación eléctrica estaba compuesta por unidades que utilizaban un 88% de derivados del petróleo, 3% carbón y 9% hidroeléctricas. A raíz de las primeras inversiones que siguieron al proceso de capitalización, específicamente en el año 2004, la matriz comenzó a reducir la cantidad de generación a base de petróleo y aumentar otras fuentes: 72% derivados del petróleo; 4% gas natural; 12%, carbón y 12% hidroeléctricas.

Las inversiones privadas no se han detenido y en la actualidad el sector cuenta con una matriz mucho más diversificada, incorporando nuevas fuentes de generación.

Para el período enero-agosto 2017 la participación de cada combustible o fuente primaria para producir la energía eléctrica fue de la siguiente manera: un 32.69% fue generado con gas natural, el carbón contribuyó con un 13.45% mientras que el 35.26% fue abastecido por combustibles líquidos derivados del petróleo (30.9% fuel #6 y 4.3% fuel #2). Por su parte,

el 0.32% fue generado a partir del sol como fuente primaria, el 0.78% fue generado con biomasa, 2.86% corresponde a generación a partir del viento y el 14.64% a generación hidroeléctrica.

Es importante destacar que República Dominicana posee una de las matrices de generación eléctrica más diversificadas al compararla con países de Centroamérica y El Caribe. Además, es uno de dos países de Centro América y El Caribe que genera con gas natural (Trinidad & Tobago es el otro).

ILUSTRACIÓN 3: MATRIZ DE GENERACIÓN AÑO 2000

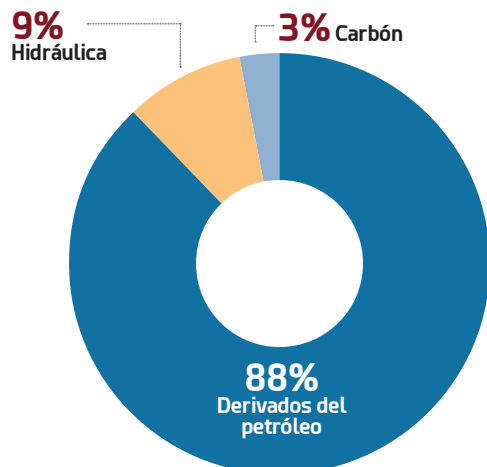


ILUSTRACIÓN 4: MATRIZ DE GENERACIÓN ENERO-AGOSTO 2017

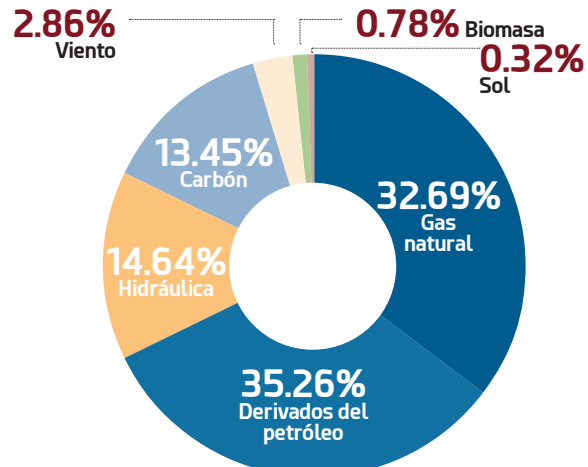
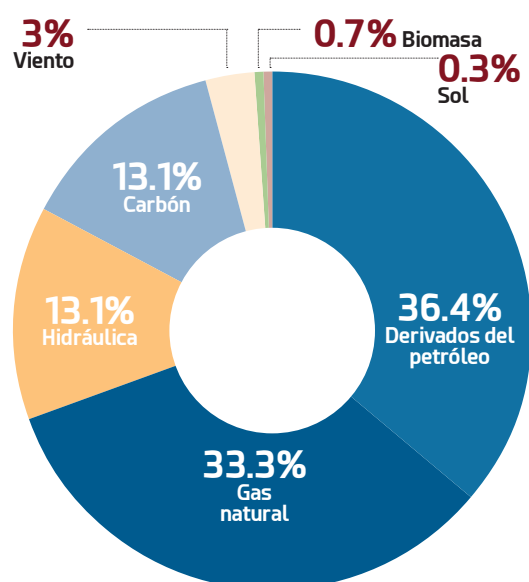


TABLA VII: MATRIZ DE GENERACIÓN ENERO-AGOSTO 2017

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	ENERGÍA (GWh)
AGUA	1,472.66
VIENTO	288.11
SOL	32.42
BIOMASA	78.06
GAS NATURAL	3,287.63
CARBÓN	1,352.48
DERIVADOS DEL PETRÓLEO	3,546.72
TOTAL	10,058.07

ILUSTRACIÓN 5: PROYECCIÓN MATRIZ DE GENERACIÓN 2017

5.3. Generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)

La tabla a continuación detalla la energía generada por cada central del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado para los primeros ocho meses del año 2017. La energía generada por cada central eléctrica queda determinada por el despacho que minimice el costo de operación del sistema. Dicho despacho lo decide el Organismo Coordinador (OC-SENI) y lo ejecuta el Centro de Control de Energía (CCE).



LA ENERGÍA GENERADA POR CADA CENTRAL ELÉCTRICA QUEDA DETERMINADA POR EL DESPACHO QUE MINIMICE EL COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA.

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

TABLA VIII: CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SENI

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA GENERADA ENERO-ABRIL 2017 (GWH)	
AES ANDRÉS	Aes Andrés	Ciclo combinado	Gas natural	319	1,596.24	
SAN FELIPE	San Felipe	Ciclo combinado	Fuel # 6 Y #2	185	180.67	
CESPM	CESPM 3	Ciclo combinado	Fuel # 2	100	154.35	
	CESPM 2	Ciclo Combinado	Fuel # 2	100	119.54	
	CESPM 1	Ciclo Ccombinado	Fuel # 2	100	42.60	
CDEEE	Central Río San Juan	Motor de combustión	Fuel # 2	1.9	0.00	
CEPP	CEPP 1	Motor de combustión	Fuel # 6	18.7	25.65	
	CEPP 2	Motor de combustión	Fuel # 6	58.1	115.38	
DPP	Los Mina 5	Turbina de gas	Gas natural	118	391.03	
	Los Mina 6	Ciclo combinado	Gas natural	118	463.96	
	Los Mina 7	Turbina de gas	Gas natural	114	249.26	
EGEHID	Hidroeléctricas	Hidroeléctrica	Agua	616	1,472.66	
GPLV	La Vega	Motor de combustión	Fuel # 6	92	297.75	
	Palamara	Motor de combustión	Fuel # 6	107	344.87	
EGEHAINA	Barahona Carbón	Turbina de vapor	Carbon	45.6	208.58	
	San Pedro Vapor	Turbina de vapor	Fuel # 6	33	-	
	Sultana del Este	Motor de combustión	Fuel # 6	67.6	192.85	
	Quisqueya 2	Motor de combustión	Fuel # 6	225.3	932.49	
	Haina Tg	Turbina de gas	Fuel # 2	103	312.3	
	Parque Eólico					
	Los Cocos y Quilvio Cabrera	Eólico	Viento	85.25	153.48	
ITABO	Parque Eólico Larimar	Eólico	Viento	49.5	134.63	
	Itabo 1	Turbina de vapor	Carbón	128	559.41	
	Itabo 2	Turbina de vapor	Carbón	132	584.49	
	San Lorenzo 1	Turbina de gas	Fuel # 2	34	-	
LAESA	Pimentel 1	Motor de combustión	Fuel # 6	316	92.18	
	Pimentel 2	Motor de combustión	Fuel # 6	28	82.78	
	Pimentel 3	Motor de combustión	Fuel # 6	516	151.00	
SAN PEDRO BIO-ENERGY	San Pedro Bio-Energy	Turbina de vapor	Biomasa	30	78.06	
ELECTRONIC JRC	Monte Plata Solar	Solar fotovoltaica	Sol	30	32.42	
METALDOM	METALDOM	Motor de combustión	Fuel # 6	42	149.50	
MONTE RÍO	Bersal	Motor de combustión	Fuel # 6	25	20.55	
	Inca Km 22	Motor de combustión	Fuel # 6	15	21.32	
SEABOARD	Estrella del Mar 2	Ciclo combinado	Gas natural	108	587.14	
LEAR INVESTMENTS	Monte Río	Motor de combustión	Fuel # 6	100.1	277.62	
PVDC	Quisqueya 1	Motor de combustión	Fuel # 6	215	75.79	
LOS ORÍGENES	Los Orígenes Power Plant	Motor de combustión	Fuel # 6	60.69	238.61	
TOTAL				3,687.7	10,058.07	

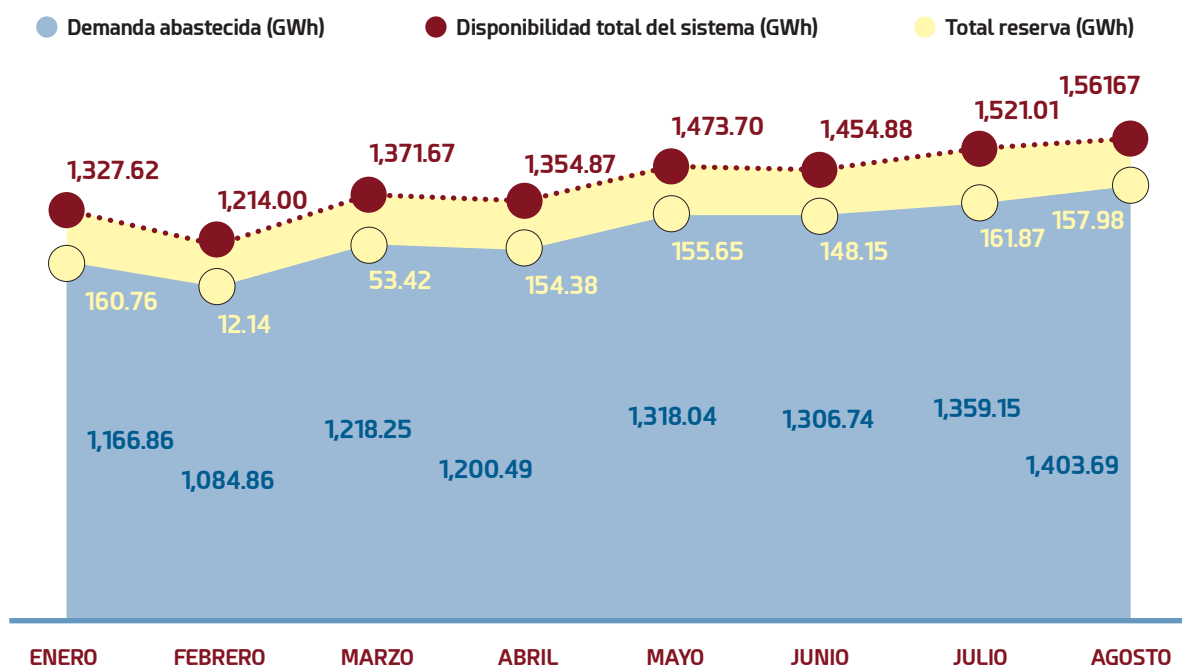
5.4. Energía disponible y reserva del sistema en GWh

La energía disponible para los primeros ocho meses del año 2017 superó en un 12% a la demanda abastecida alcanzando un valor acumu-

lado de 11,279.42 GWh. La electricidad que es consumida en el sistema es la demanda abastecida la cual alcanzó un valor acumulado de 10,058.07 GWh. En el siste-

ma hubo una reserva acumulada de 1,221.34 GWh. La reserva es la oferta de energía que está disponible y no es requerida por el sistema.

ILUSTRACIÓN 6. DISPONIBILIDAD, DEMANDA ABASTECIDA Y RESERVA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) ENERO-AGOSTO DE 2017



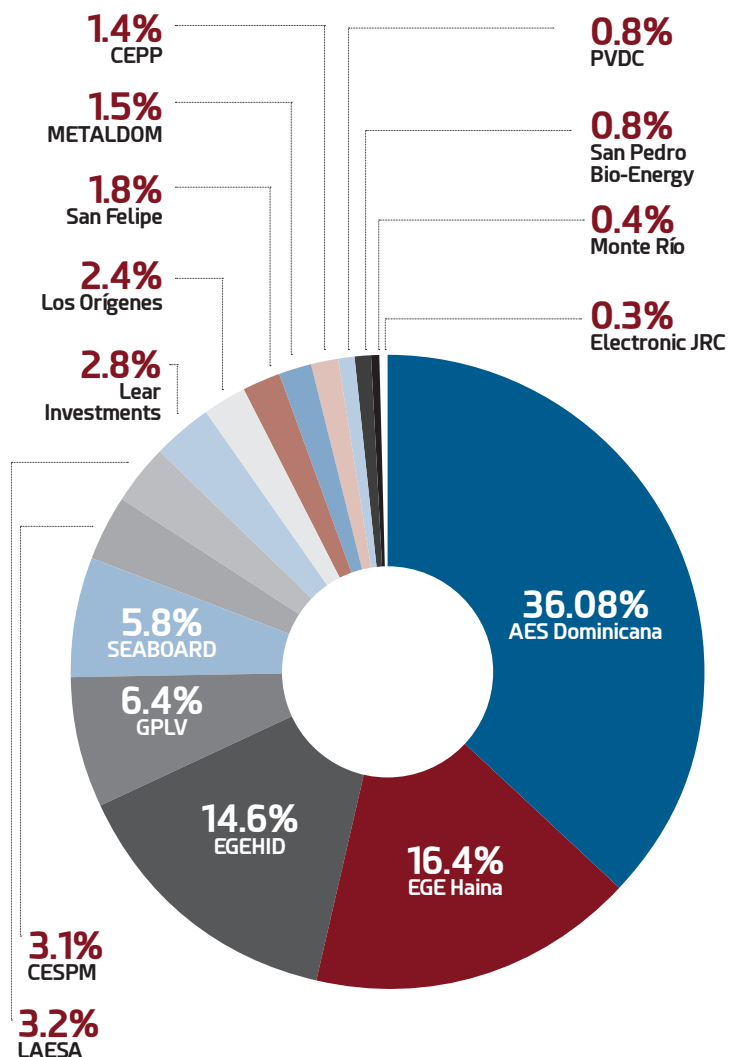
5.5. Inyección de energía al SENI por todas las empresas del sistema

Las empresas de generación pueden poseer una o más centrales que inyectan energía al SENI, estas centrales son las encargadas de producir la electricidad que consume el país. Cada central tiene características específicas que influirán en la cantidad de energía que esta produce. La ilustración 8 y tabla VI que presentamos a continuación detallan la energía que cada empresa de generación inyectó al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en el período enero-agosto 2017 alcanzando 10,058.07 GWh.

TABLA IX. ENERGÍA GENERADA POR EMPRESA EN GWH

EMPRESA	GENERACIÓN ENERO-AGOSTO 2017 (GWh)
AES DOMINICANA	3,844.39
SAN FELIPE	180.67
CESPM	316.49
CEPP	141.03
EGEHID	1,472.66
GPLV	642.62
EGE HAINA	1,653.26
LAESA	325.96
METALDOM	149.50
MONTE RÍO	41.87
SEABOARD	587.14
PVDC	75.79
LOS ORÍGENES	238.61
LEAR INVESTMENTS	277.62
ELECTRONIC JRC	32.42
SAN PEDRO BIO-ENERGY	78.06
TOTAL	10,058.07

ILUSTRACIÓN 7. ENERGÍA GENERADA POR EMPRESA EN PORCENTAJE (%)



5.6. Energía inyectada al SENI por las empresas miembros de la ADIE

La generación de electricidad se trata de una actividad empresarial competitiva donde el producto de venta es la energía eléctrica, esta actividad en nuestro país es realizada por una serie de empresas cuyos capitales pueden ser público, privado o mix-

to. La ADIE agrupa como socio a las principales empresas de generación de la República Dominicana, estas empresas en el período enero-agosto 2017 han generado más del 81% de la electricidad que ha necesitado el país.

Las gráficas detallan cómo cada empresa de generación asociada a la ADIE inyectó energía al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), para alcanzar 8,155.45 GWh en el período enero-agosto 2017.

ILUSTRACIÓN 8. ENERGÍA GENERADA POR LOS MIEMBROS DE ADIE EN GWH

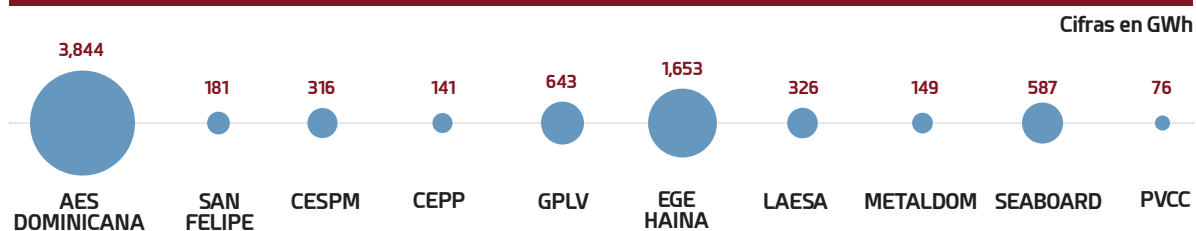
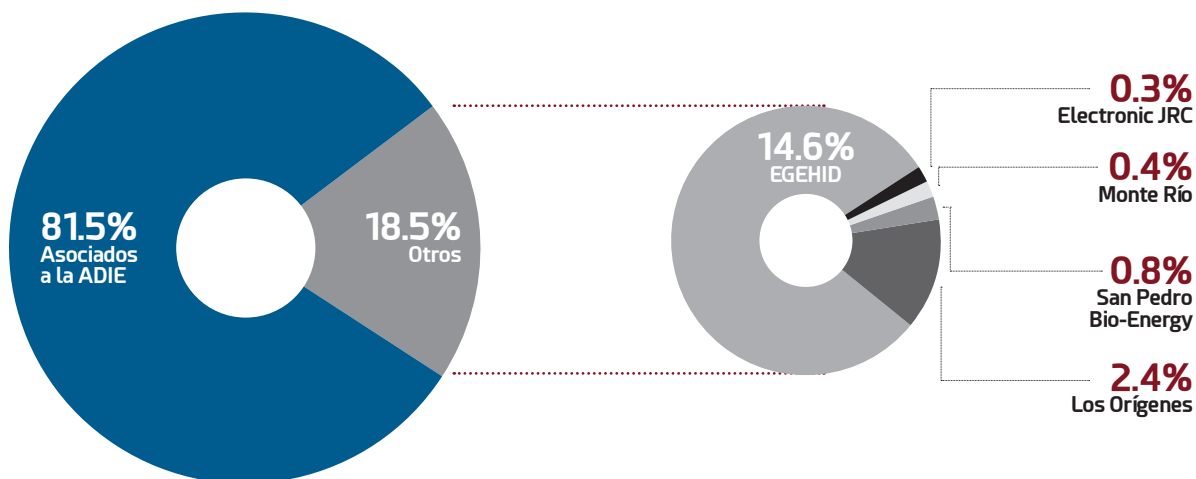


ILUSTRACIÓN 9. ENERGÍA GENERADA POR EMPRESAS GENERADORAS INTERCONECTADAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



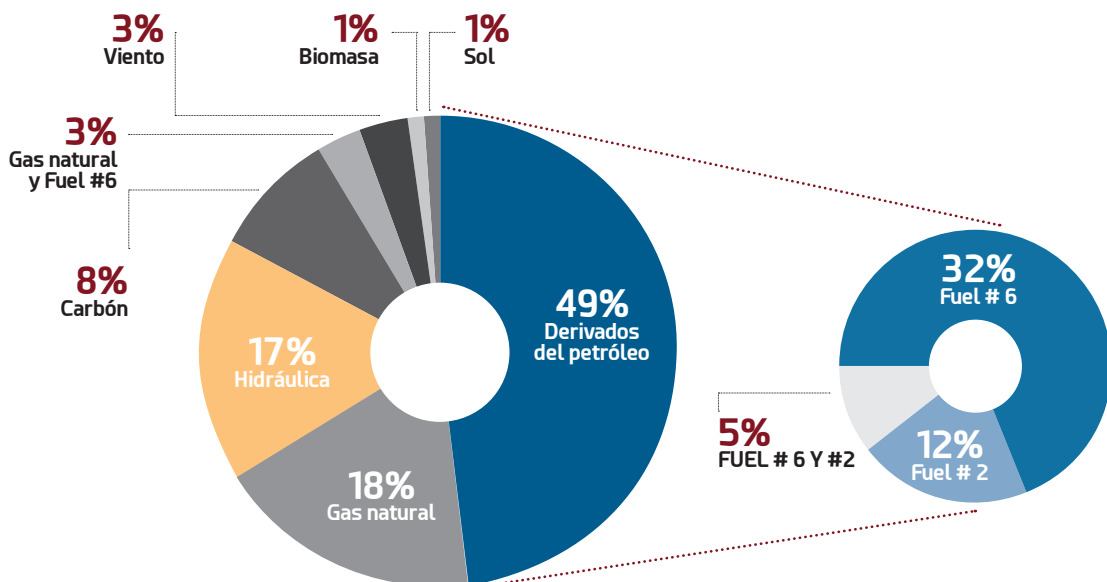
5.7. Matriz energética instalada por tipo de combustible

La capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado al mes de agosto de 2017 es de unos 3,687.7 MW. De estos, unos 2,877.0 MW son de origen convencional representando un 78.0% del total general, 135.0 MW son provenientes de centrales eólicas para un 3.7%, 30 MW solar fotovoltaica que representa un 0.8%, 30 MW provienen de biomasa representando un 0.8% también y finalmente 616 MW son de origen hídrico, siendo esto un 16.7% de la capacidad total instalada. El gráfico y la tabla a continuación describen la potencia instalada interconectada al Sistema Eléctrico Nacional por tipo de combustible para abril 2017:

TABLA X. CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA (MW)	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA (MW)
AGUA	616.0	GAS NATURAL Y FUEL #6	108.0
VIENTO	134.8	CARBÓN	305.6
SOL	30.0	DERIVADOS DEL PETRÓLEO	1794.4
BIOMASA	30.0		
GAS NATURAL	669.0	TOTAL	3,687.7

ILUSTRACIÓN 10. CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA



5.8. Energía (GWh) generada mensual por todas las centrales de generación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) 2017

ENERGÍA PRODUCIDA 2017(GWH) 1GWH = 1,000,000 KWH			
EMPRESA	CENTRAL	ENERO	FEBRERO
AES ANDRÉS	AES ANDRÉS	99.3	199.6
SAN FELIPE	SAN FELIPE	54.6	55.2
CESPM	CESPM 3	10.2	44.4
	CESPM 2	2.5	2.6
	CESPM 1	-	1.1
CDEE	CENTRAL RÍO SAN JUAN	-	-
CEPP	CEPP 1	3.7	3.1
	CEPP 2	15.4	15.1
DPP	LOS MINA 5	37.1	-
	LOS MINA 6	57.9	58.0
	LOS MINA 7	0.0	0.0
EGEHID	HIDROELÉCTRICAS	201.0	138.4
GPLV	LA VEGA	26.2	30.9
	PALAMARA	35.9	38.8
	EGEHAINA	BARAHONA CARBÓN	29.9
EGEHAINA	SAN PEDRO VAPOR	-	-
	SULTANA DEL ESTE	36.1	28.5
	QUISQUEYA 2	126.1	119.1
	HAINA TG	13.2	5.4
	PARQUE EÓLICO LOS COCOS Y QUILVIO CABRERA	15.5	11.9
	PARQUE EÓLICO LARIMAR	14.2	11.6
	ITABO	ITABO 1	81.9
ITABO	ITABO 2	85.6	72.6
	SAN LORENZO 1	-	-
LAESA	PIMENTEL 1	13.8	11.2
	PIMENTEL 2	12.1	8.4
	PIMENTEL 3	18.2	20.5
SAN PEDRO BIO-ENERGY	SAN PEDRO BIO-ENERGY	-	0.5
ELECTRONIC JRC	MONTE PLATA SOLAR	4.4	3.8
METALDOM	METALDOM	22.0	15.8
MONTE RÍO	BERSAL	3.1	2.5
	INCA KM 22	3.4	2.6
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR 2	72.7	64.5
LEAR INVESTMENTS	MONTE RÍO	25.8	33.6
PVDC	QUISQUEYA 1	14.9	9.7
LOS ORÍGENES	LOS ORÍGENES POWER PLANT	30.2	30.8
	Total	1,166.9	1,084.9

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	TOTAL
	218.1	202.7	216.7	214.8	222.7	222.4	1,596.2
	27.3	3.7	8.8	17.0	9.1	5.0	180.7
	29.2	-	8.3	22.9	36.0	3.3	154.4
	17.3	25.5	2.6	4.1	21.1	43.8	119.5
	9.0	5.4	5.6	7.5	10.9	3.0	42.6
	-	-	-	-	-	-	-
	3.3	3.0	2.0	2.9	3.6	4.0	25.7
	10.5	10.1	13.7	17.4	18.4	14.8	115.4
	14.5	61.3	59.3	69.7	72.9	76.3	391.0
	63.2	58.5	63.8	54.6	30.5	77.4	464.0
	0.0	14.9	45.4	63.9	48.4	76.7	249.3
	181.8	196.3	280.1	144.0	168.5	162.6	1,472.7
	32.5	35.7	41.2	44.5	42.7	44.0	297.8
	48.3	49.9	39.7	41.9	46.1	44.2	344.9
	18.2	28.5	30.0	26.9	29.9	28.2	208.6
	-	-	-	-	-	-	-
	22.7	14.4	16.9	25.2	26.4	22.7	192.9
	118.4	108.1	108.7	115.1	120.1	116.9	932.5
	0.0	4.8	0.6	0.0	3.8	3.3	31.2
	20.2	19.0	20.2	24.2	22.0	20.4	153.5
	15.6	15.7	17.7	22.2	20.3	17.5	134.6
	44.7	70.4	82.4	79.9	86.6	85.8	559.4
	88.1	66.6	33.7	76.4	76.5	84.9	584.5
	-	-	-	-	-	-	-
	12.0	10.6	9.5	9.7	14.7	10.6	92.2
	10.3	9.5	9.8	10.4	10.8	11.5	82.8
	26.9	12.6	15.4	15.7	18.5	23.2	151.0
	5.6	13.3	14.3	15.5	11.6	17.3	78.1
	4.6	3.9	4.4	4.4	2.4	4.5	32.4
	22.4	15.4	19.6	20.0	14.2	20.0	149.5
	2.7	2.2	2.3	2.0	3.2	2.5	20.5
	2.8	2.2	2.1	2.8	2.8	2.5	21.3
	74.6	74.0	75.4	74.1	76.6	75.3	587.1
	36.1	25.3	31.5	37.2	47.2	40.8	277.6
	7.5	7.1	8.2	7.7	10.2	10.4	75.8
	29.8	29.8	27.8	32.0	30.4	27.9	238.6
	1,218.2	1,200.5	1,318.0	1,306.7	1,359.1	1,403.7	10,058.1

5.9. Mercado Spot y precio monómico de generación

El precio monómico promedio de generación en el mercado spot para el período enero-agosto 2017 fue US\$10.69 centavos de dólar por kilovatio hora. Este precio representa el costo de la energía y potencia en el Mercado Spot y es determinado a partir de las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista realizadas por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, tal como lo establece la Ley General

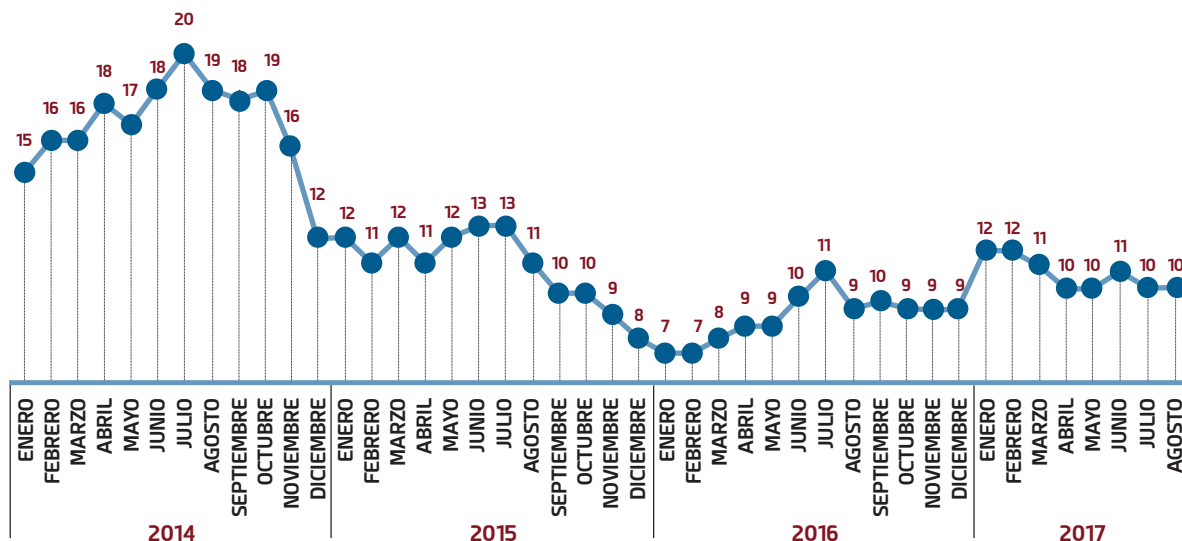
de Electricidad 125-01 y su reglamento de aplicación.

Y como mencionamos anteriormente, el Mercado Spot está compuesto por las transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término y cuyas actividades económicas se realizan al Costo Marginal de Corto Plazo de Energía y al Costo Marginal de Potencia. La otra forma de adquirir energía es a través del mercado de contratos,

el cual está establecido por los acuerdos sostenidos entre las generadoras y las distribuidoras de electricidad.

En este período, las empresas distribuidoras participaron en el Mercado Spot en una proporción de 52% en compra de energía y 70% en potencia. Del mismo modo participaron en el mercado de contratos con el restante 48% en energía y el 30% en potencia.

ILUSTRACIÓN 11. PRECIO SPOT MONÓMICO CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH



5.10. Precio medio de compra venta de energía de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kwh

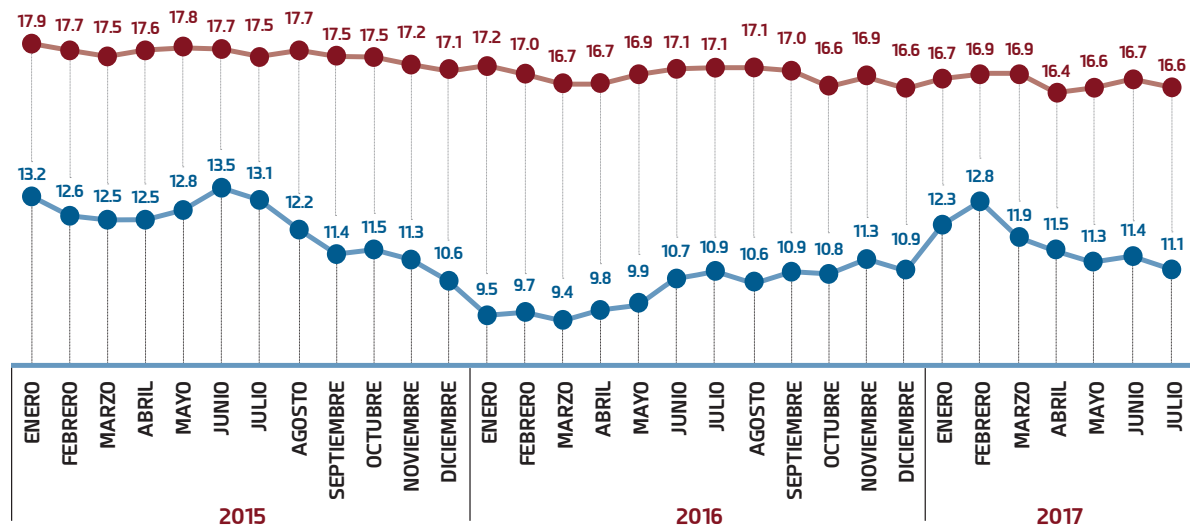
Los costos de generación dependen de las fluctuaciones de los precios internacionales de los combustibles ya que el país es un importador neto. Es decir, si el petróleo baja, los generadores transfieren ese ahorro al precio de venta a las distribuidoras.

Igual pasa con el gas natural y el carbón. La reducción en los precios de la energía que se comenzó a materializar en 2014, a partir de la baja en los precios del petróleo, se ha mantenido hasta el año 2017 influyendo positivamente, como hemos dicho, en las finanzas de las empresas distribuido-

ras, que han visto reducir su precio de compra en más de un 30%. Sin embargo, el precio de venta al consumidor se ha mantenido casi intacto. La fuente de esta información es la CDEEE y solo está disponible para el periodo enero-julio 2017¹².

ILUSTRACIÓN 12. PRECIO MEDIO DE COMPRA A LOS GENERADORES Y VENTA DE ENERGÍA AL CONSUMIDOR DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH

- Precio medio de compra de energía de las distribuidoras a los generadores (en centavos de dólar por kWh)
- Precio medio de venta de energía de distribuidoras a usuarios del servicio (en centavos de dólar por kWh)



(12): Estos datos, los cuales se obtienen de los informes publicados por la CDEEE están disponibles solamente hasta el mes de junio.

5.11. Demanda no suministrada (apagones) división regional

De las empresas de distribución la que registró mayores apagones en el ciclo enero-agosto 2017 fue EDEESTE con 388.01 GWh de energía no suministrada lo que representó un 12.3% de energía no servida y lo que se traduce en 3 horas promedio de apagones diarios para todos sus usuarios. Pero si analizamos lo que representan estos números a profundidad veremos que la demanda abastecida de EDEESTE fue de 2,756.08 GWh si este valor lo dividimos en los ocho meses resultará en 344.51 GWh. Al comparar este valor con la demanda no servida vemos que esta última es 13% mayor que el consumo típico de un mes o en otras palabras esta demanda no abastecida es equivalente a 30 días de apagón total en toda la zona de concesión de EDEESTE.

Por su parte, EDESUR alcanzó 453.33 GWh lo que a su vez representó un 12.5% de energía no servida para esta región. Esta situación provocó que en promedio todos los clientes de EDESUR recibieran 3 horas de apagones diarios. En este caso al comparar la demanda no abastecida de los ocho meses frente al consumo típico de un mes, la demanda no abastecida fue 14% mayor, lo que representa 30 días de apagones para toda la zona.

Finalmente, EDENORTE registró 319.40 GWh de energía no suministrada lo que representó un 10.8% traduciéndose en 2.6 horas de apagones diarios para todos sus usuarios. Un mes de abastecimiento promedio para EDENORTE en los primeros 8 meses del año fue 329.18 GWh, el cual resulta semejante a la energía no abastecida. Por

ende, en término de tiempo de interrupción esta energía no abastecida es equivalente a 26 días de apagón en toda la zona de concesión de EDENORTE.

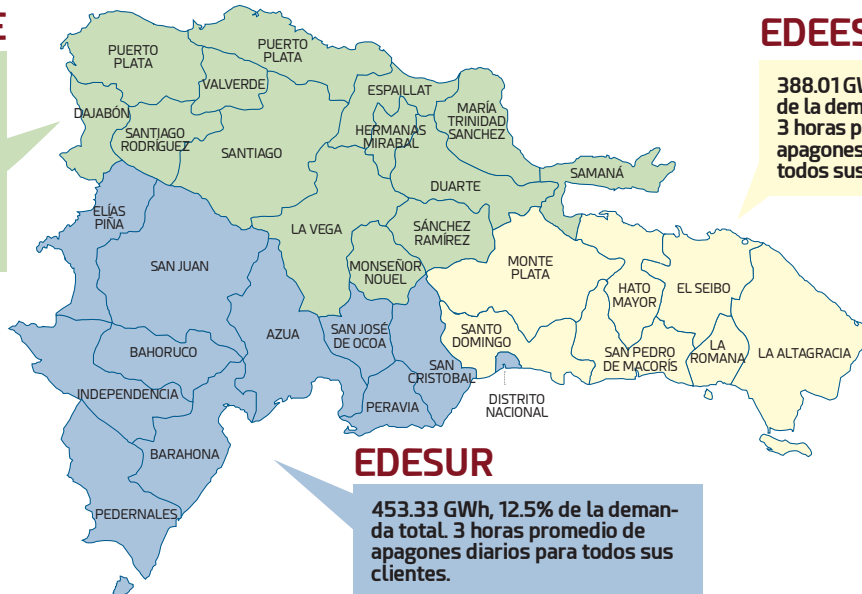
Cabe destacar que en el análisis de esta demanda no suministrada solo se han considerado los usuarios regulados del servicio eléctrico, además otro punto a destacar es que las horas de apagones que recibe cada usuario van a depender de la clasificación del circuito al que esté conectado, los cuales son catalogados de acuerdo con los niveles de pérdidas y cobranza en A, B, C y D; de manera que los circuitos marcados como A son los que reciben menos apagones. Mientras que los circuitos D son los que reciben más horas de apagones.

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

ILUSTRACIÓN 13. ENERGÍA NO SUMINISTRADA DESGLOSADA POR REGIÓN

EDENORTE

EDENORTE
319.40 GWh,
10.8% de la
demanda total,
2.6 horas
promedio de
apagones diarios
para todos
sus clientes.



EDEESTE

388.01 GWh, 12.3%
de la demanda total,
3 horas promedio de
apagones diarios para
todos sus clientes.

EDESUR

453.33 GWh, 12.5% de la deman-
da total. 3 horas promedio de
apagones diarios para todos
sus clientes.



LAS HORAS DE APAGONES QUE RECIBE CADA USUARIO VAN A DEPENDER DE LA CLASIFICACIÓN DEL CIRCUITO AL QUE ESTÉ CONECTADO, LOS CUALES SON CATALOGADOS DE ACUERDO CON LOS NIVELES DE PÉRDIDAS Y COBRANZA EN A, B, C Y D".

5.12. Compra de energía de las empresas distribuidoras (EDESUR, EDEESTE y EDENORTE)

En esta sección presentamos la evolución de la compra de energía de las empresas distribuidoras en los primeros siete meses del año ya que este indicador nos da detalle de como se ha comportado el abastecimiento de la demanda.

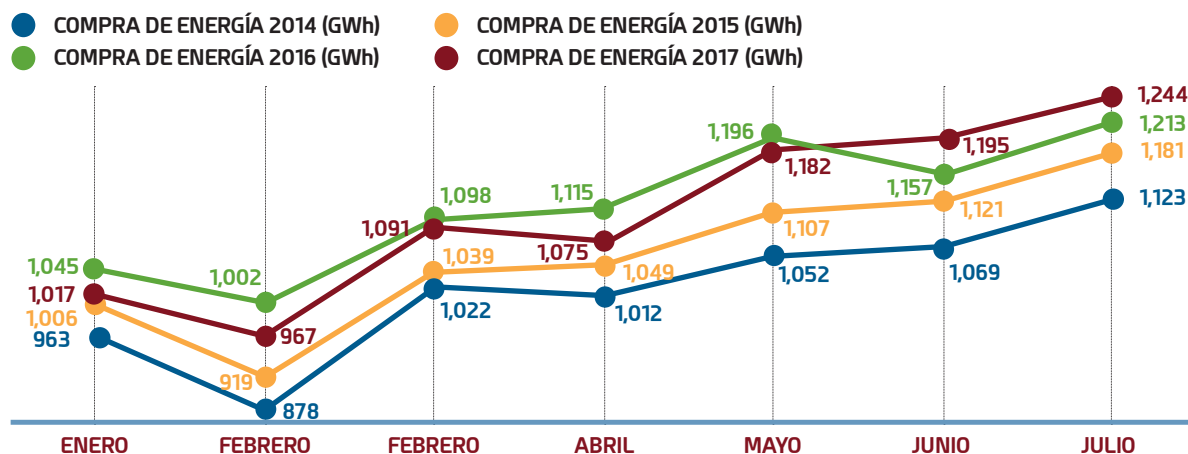
La demanda de energía eléctrica de la República Dominicana tiene un crecimiento típico que de manera histórica oscila entre el 3% y 4%, esto se debe a múltiples factores tales como crecimiento vegetativo de la población, crecimiento del PIB, etcétera.

La gráfica describe la demanda de energía en gigavatios-hora para cada mes del año, es evidente el crecimiento típico en la demanda el cual fue de 3.62% en promedio en el año 2015 con relación al año 2014. De igual modo, en el año 2016 se registró un crecimiento promedio en los primeros seis meses de 6.22% con relación al año 2015.

Sin embargo, el abastecimiento de energía sufrió un cambio drástico en los primeros siete meses del presente 2017 con relación al año anterior, ya que la cantidad de energía que adquirieron las em-

presas de distribución disminuyó en 0.82% con relación al mismo periodo del 2016. Si nos vamos al detalle podemos ver que para los meses de enero y febrero se registró una disminución de un 3% en la cantidad de energía comprada, ya en el mes de marzo este valor se reduce solo un 1%, pero en el mes de abril disminución en la compra fue de un 4% y en mayo bajó 1%. Para los meses de junio y julio se registró un incremento en la compra de energía de un 3%.

ILUSTRACIÓN 14. ENERGÍA COMPRADA EDE ENERO-JULIO AÑOS 2014 AL 2017



5.13. Resumen deudas de la CDEEE y EDE a generadoras miembros de ADIE en millones de dólares

Uno de los retos del sector eléctrico es fortalecer la sostenibilidad financiera del sistema, para ello es necesario que se honren los compromisos de pago de manera oportuna. De esa manera se cumplen las obligaciones de toda la cadena de pago y los diferentes agentes del sector operan de manera adecuada. Pese a esta realidad la deuda por compra de electricidad de las EDE y CDEEE ha manteni-

do valores importantes durante el período examinado en este informe.

A continuación, se presenta un resumen gráfico del estado de deuda de la CDEEE y las EDE a las empresas generadoras asociadas a la ADIE. En estos gráficos se puede apreciar que el valor promedio mensual adeudado al cierre de cada mes es de US\$259 millones de dólares. El mes donde se apreció la deuda más alta fue agosto con US\$307 millo-

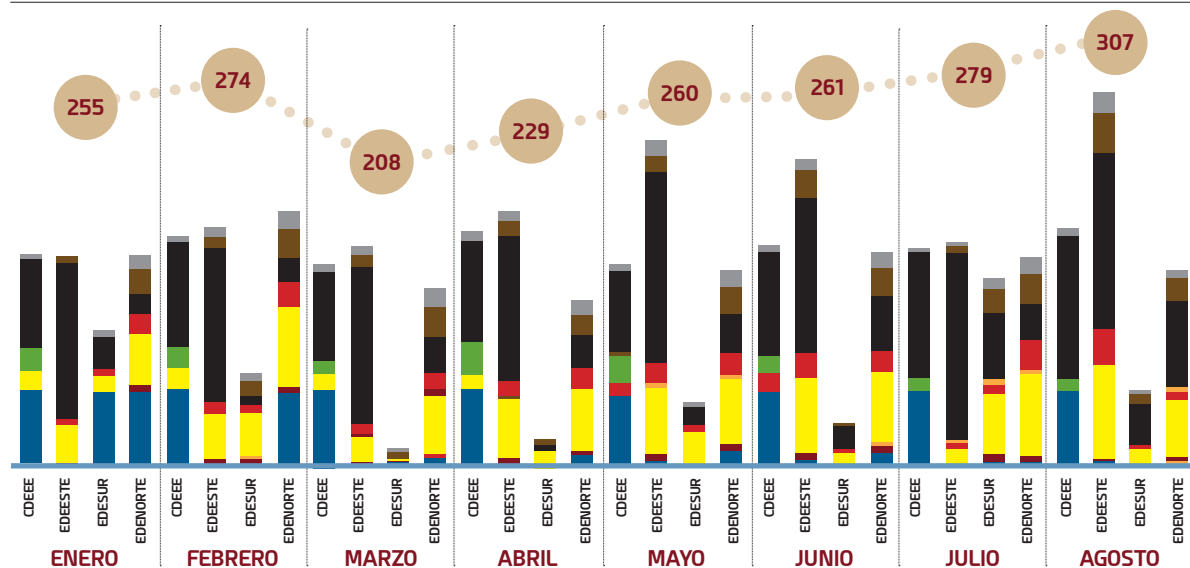
nes de dólares. Las gráficas están desagregadas por empresa deudora ya que cada una presenta una realidad diferente.

Para más detalles del estado de deuda de las EDE y CDEEE con las empresas generadoras asociadas a la ADIE puede visitar nuestro sitio web www.adie.org.do, en el que encontrará una tabla completa con los valores adeudados.

ILUSTRACIÓN 15. RESUMEN DEUDAS DE LA CDEEE Y EDE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES



NOTA: La siguiente gráfica presenta el valor promedio mensual por empresa deudora a las generadoras miembros de la ADIE.



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

ILUSTRACIÓN 16. RESUMEN DEUDAS DE LA CDEEE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES

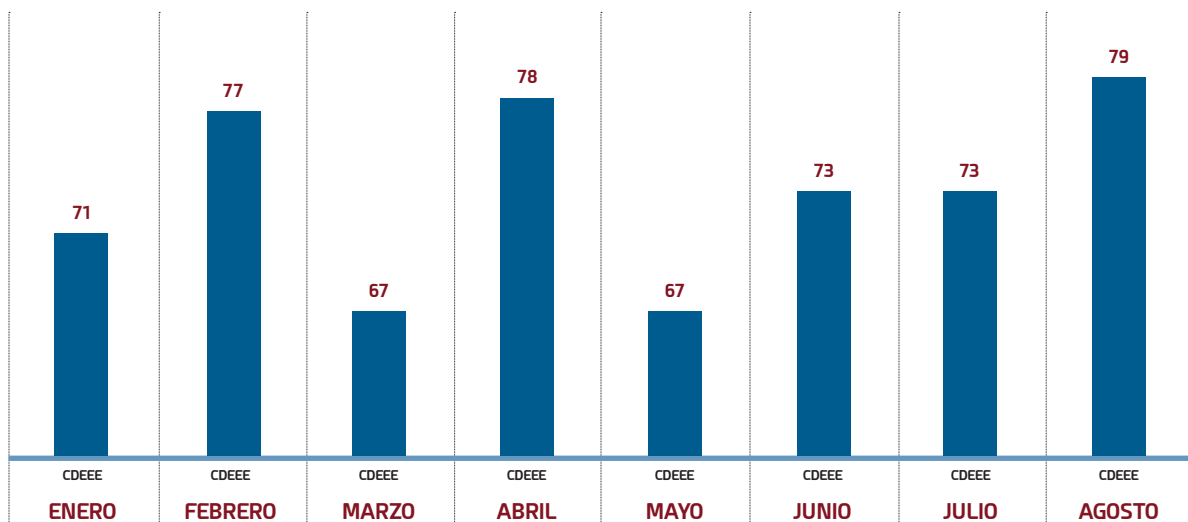
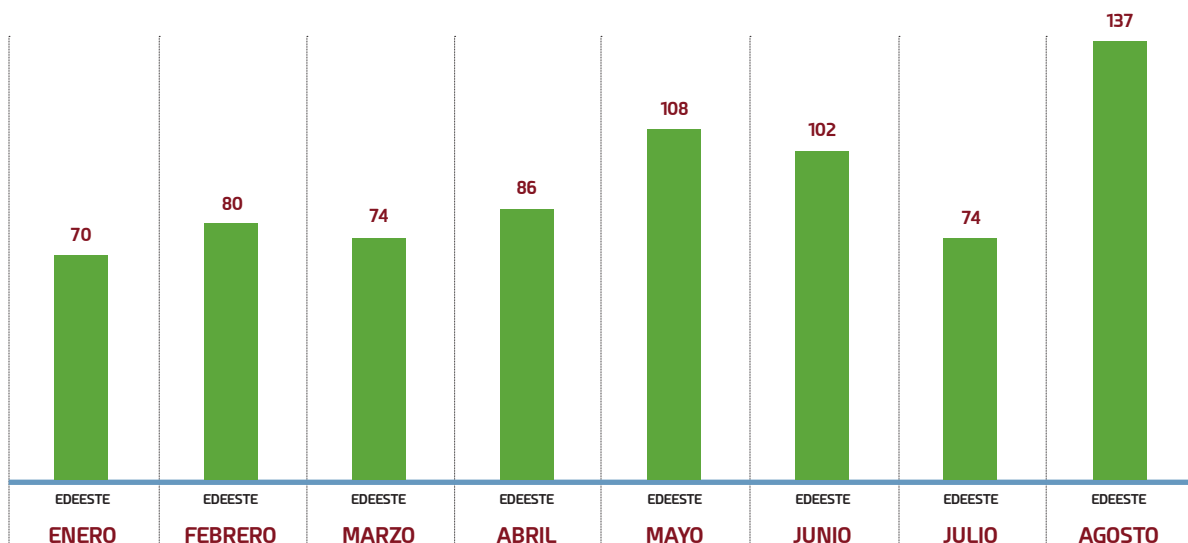


ILUSTRACIÓN 17. RESUMEN DEUDAS DE EDEESTE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

ILUSTRACIÓN 18. RESUMEN DEUDAS DE EDESUR A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES

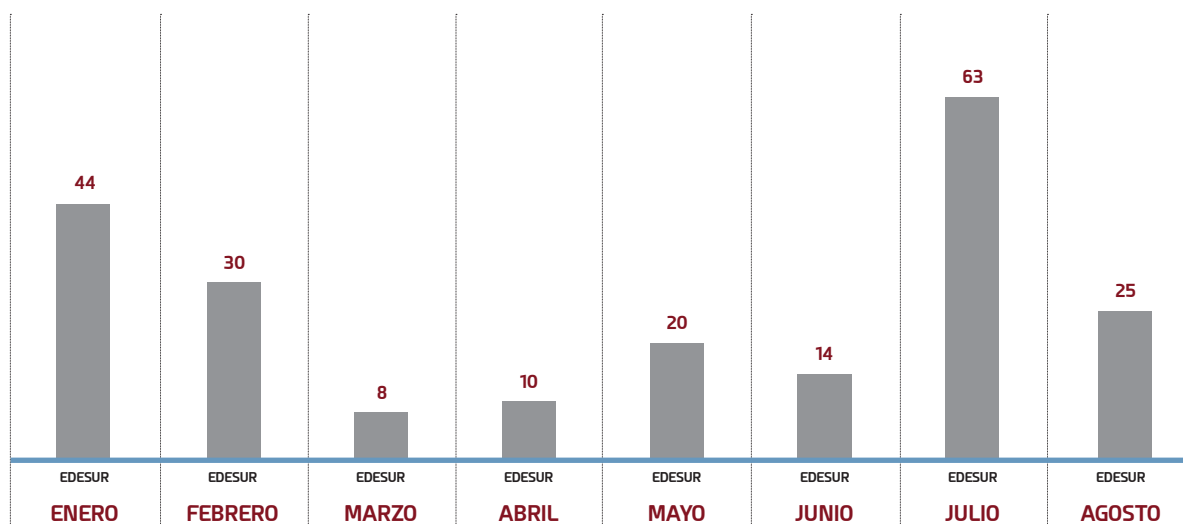
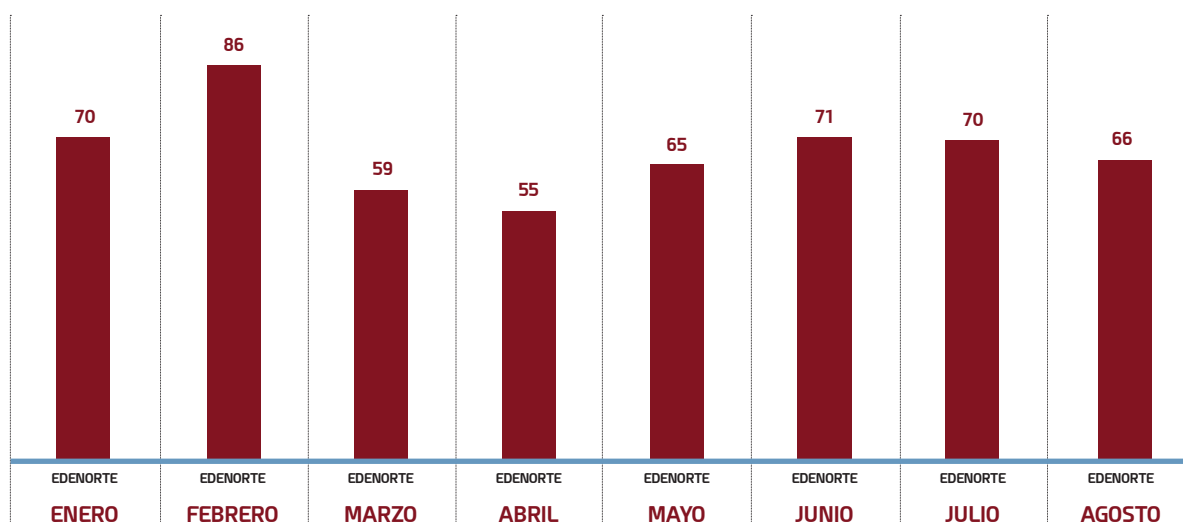


ILUSTRACIÓN 19. RESUMEN DEUDAS DE EDENORTE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES



5.14. Principales indicadores de desempeño de las empresas de distribución en el año 2017

En el período enero-julio 2017¹³ el precio promedio al que las empresas distribuidoras adquirieron la energía que sirvieron fue de US\$11.77 centavos de dólar por cada kilovatio hora, mientras que lo facturaron a un precio promedio de US\$16.70 centavos de dólar por kilovatio hora, resultando del ejercicio un margen de venta para las empresas distribuidoras de US\$4.84 centavos de dólar por cada kilovatio hora. Esto ha representado para

las empresas de distribución, un incremento en el margen por venta de energía de un 216% en enero-julio 2017¹³ comparado con el mismo período en 2014.

En cuanto a las pérdidas de energía promedio que publica la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), para los primeros tres meses del año fueron 28% en enero, 28% en febrero, 34% en marzo, en abril

volvió a ser 28%. Para los meses de mayo, junio y julio este valor se incrementó a 35%, 30% y 32% respectivamente.¹³

Las pérdidas de las empresas distribuidoras se mantienen pese a que el nivel de cobranza con respecto a la energía facturada es alto (95% promedio). Sin embargo, perdieron un 31% más que la energía que facturaron.



EN CUANTO A LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA PROMEDIO DE LAS QUE INFORMA LA CORPORACIÓN DOMINICANA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS ESTATALES (CDEEE), PARA LOS PRIMEROS TRES MESES DEL AÑO FUERON 28% EN ENERO, 28% EN FEBRERO Y 34% EN MARZO".

(13): Estos datos, los cuales se obtienen de los informes publicados por la CDEEE están disponibles solamente hasta el mes de junio.

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

TABLA XI. PRINCIPALES INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL AÑO 2017¹³

INDICADORES EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO
PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	28%	28%	34%	28%	35%	30%	32%
Edenorte	22%	24%	31%	25%	32%	25%	28%
Edesur	25%	24%	29%	24%	33%	27%	29%
Edeeste	37%	36%	43%	35%	41%	36%	38%
PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	12.3	12.8	11.9	11.5	11.3	11.4	11.1
Edenorte	12.8	13.3	12.5	12.1	11.9	12.0	11.7
Edesur	12.5	13.1	12.1	11.8	11.5	11.6	11.2
Edeeste	11.7	12.0	11.2	10.8	10.5	10.7	10.5
PRECIO MEDIO DE VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	16.7	16.9	16.9	16.4	16.6	16.7	16.6
Edenorte	16.2	16.1	16.4	16.1	16.1	16.2	16.2
Edesur	17.5	18.1	17.8	17.2	17.5	17.6	17.7
Edeeste	16.4	16.4	16.2	15.7	16.0	16.2	15.7
MARGEN DE GANANCIA VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	4.4	4.1	5.0	4.9	5.3	5.3	5.5
Edenorte	3.4	2.8	3.9	4.0	4.1	4.1	4.4
Edesur	5.0	5.0	5.6	5.4	6.0	6.0	6.6
Edeeste	4.6	4.4	5.0	4.9	5.6	5.5	5.2
COBRANZAS (%)	89%	95%	101%	92%	99%	91%	96%
Edenorte	96%	95%	101%	93%	100%	91%	99%
Edesur	88%	94%	101%	93%	100%	92%	96%
Edeeste	84%	96%	99%	90%	98%	90%	94%

(13): Estos datos, los cuales se obtienen de los informes publicados por la CDEEE están disponibles solamente hasta el mes de junio.

6

CONCLUSIONES

El apagón tiene un costo significativo que afecta de manera directa la economía de los hogares y de las empresas. Esta situación afecta más a las MIPYMES, como se expresa en la tabla v, las cuales incurren en el 87% del total de los gastos que paga el sector empresarial para poder tener energía de forma continua. Esta es una barrera que limita el crecimiento y la capacidad de competencia de las compañías locales con las de la región.

Las cifras, resultado del análisis del sobre costo que implican los apagones en los hogares y las empresas junto al monto económico que representan las pérdidas de distribución, nos arrojan un valor anual de más de mil millones de dólares (MM US\$ 1,000.00). Diversos estudios estiman que el monto a invertir para reducir los niveles de pérdidas de las distribuidoras a niveles

aceptables (12% a 15%) ronda de los seiscientos a ochocientos millones de dólares (MM US\$ 600-800)¹⁴ un monto menor a los mil millones de dólares citados anteriormente.

Por otro lado, la producción de energía con fuentes que no dependen del petróleo se ha incrementado de manera significativa. Cabe destacar que la generación con gas natural ha aumentado en el período enero-agosto 2017 frente al mismo período del 2016 en un 37%.

El costo promedio del Mercado Spot, mercado donde las empresas distribuidoras adquirieron más del 50% de la energía y potencia, se ha reducido de manera significativa en los últimos años, esto es debido a la inversión del sector privado en nueva generación y la baja de los precios internacionales del petróleo.

(14): Datos presentados en el Plan Estratégico CDEEE 2013-2016.



LAS CIFRAS, RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL SOBRECOSTO QUE IMPLICAN LOS APAGONES EN LOS HOGARES Y LAS EMPRESAS JUNTO AL MONTO ECONÓMICO QUE REPRESENTAN LAS PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN, NOS ARROJAN UN VALOR ANUAL DE MÁS DE MIL MILLONES DE DÓLARES (MM US\$ 1,000.00)".

6.12. Glosario

Matriz de generación:

es una presentación numérica de la totalidad de energía que utiliza un país, e indica la incidencia de las fuentes de las que procede cada tipo de energía: hidráulica, solar, eólica, biomasa, combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón, etc.

Fuente primaria de energía:

son aquellas que contienen la energía que se encuentra en naturaleza tales como el gas natural, petróleo, sol, viento, carbón, etc.

Energía disponible de una central de generación eléctrica:

es la oferta de energía que una central de generación está dispuesta a entregar al sistema.

SENI:

son las siglas del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, el cual está compuesto por unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y de líneas de distribución interconectadas entre sí que permiten generar, transportar y distribuir electricidad.

Mercado Eléctrico Mayorista:

es el mercado eléctrico en el cual interactúan las empresas eléctricas del sistema, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Comprende el Mercado de Contratos y el Mercado Spot.

Mercado Spot:

es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término.

Mercado de contratos:

es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad basado en contratos de suministro libremente pactados.

Precio Monómico:

monto total que equivale a un precio único por concepto de venta o compra de energía y potencia. Es igual al ingreso o costo total por venta o compra de energía y potencia dividido por la energía total vendida o comprada.

Pérdidas de Distribución:

es la energía que es comprada por las empresas distribuidoras, servida a los usuarios del servicio eléctrico y que no es facturada a los mismos.

Central Eléctrica de Ciclo combinado:

es aquella central donde se utiliza de manera conjunta dos ciclos termodinámicos para generar electricidad.

OC:

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico, es la institución creada mediante la Ley General de Electricidad 125-01 y es la encargada de coordinar la operación de las centrales generadoras, los sistemas de transmisión, distribución y comercialización.

CCE:

siglas del Centro del Control de Energía. Es la institución dependiente de la Empresa de Transmisión Eléctrica encargada de la operación en tiempo real del SENI.



SÍGUENOS EN LAS REDES
@ADIEDOMINICANA



Tel: 809.547.2109 Email: info@adie.org.do
WWWADIE.ORG.DO

**Av. Gustavo Mejia Ricart, esq. Abraham Lincoln, Torre Piantini, piso 13, Local 1303.
Ens. Piantini, Santo Domingo, R.D.**