

INFORME

ENERO - JUNIO

2020

La dinámica eléctrica de RD en tiempos de COVID

Reto de las nuevas autoridades ante el deterioro de las EDE PÁG. 7

Escenarios futuros sector eléctrico 2021-2030 PÁG. 12



INFORME
ENERO - JUNIO
2020



EDITORIAL
PÁG. 4



PANORÁMICA
PÁG. 6



ACTUALIDAD PÁG. 7

3.1 RETO DE LAS NUEVAS AUTORIDADES ANTE EL DETERIORO DE LAS EDE PÁG. 7

3.2 LA PLANIFICACIÓN ES EL MOTOR QUE POTENCIA EL DESARROLLO PÁG. 9

3.3 ESTUDIO DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA PÁG. 10

3.4. ESCENARIOS FUTUROS SECTOR ELÉCTRICO 2021-2030 PÁG. 12



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO
PÁG. 14

4.1. LA MATRIZ DE GENERACIÓN DEL SENI SE DIVERSIFICA PÁG. 14

4.2. OFERTA DE ENERGÍA SUPERÓ EN 14% LA DEMANDA ABASTECIDA DEL SISTEMA. PÁG. 16

4.3. COSTO HISTÓRICO MARGINAL DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT PÁG. 17

Por una industria eléctrica más eficiente

EN LA ASOCIACIÓN DOMINICANA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (ADIE), DESDE 2009, PROMOVEMOS EL DESARROLLO, LA EXPANSIÓN Y EL FORTALECIMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO DENTRO DE UN MARCO ÉTICO DE JUSTA COMPETITIVIDAD.

ANALIZAMOS CONSTANTEMENTE LOS PROBLEMAS QUE AFECTAN LAS ACTIVIDADES DE LOS ACTORES DEL MERCADO ELÉCTRICO DOMINICANO PARA APORTAR SOLUCIONES Y VELAR POR LA ADOPCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS.

PASAR ADELANTE Y CONSTRUIR UN FUTURO SÓLIDO EN EL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO ES UN OBJETIVO QUE AMERITA DE UN ESFUERZO CONJUNTO ENTRE TODOS LOS QUE NOS SENTIMOS COMPROMETIDOS CON EL DESARROLLO SOSTENIBLE DE NUESTRO PAÍS.

ES POR ELLO, QUE EN ADIE ABRIMOS NUESTRAS PUERTAS A TODOS LOS INTERESADOS EN EL PORVENIR DEL PAÍS EN MATERIA ELÉCTRICA PARA COMPARTIR INFORMACIÓN ÚTIL, APORTAR IDEAS Y PARTICIPAR ACTIVAMENTE EN LAS DISCUSIONES SOBRE LAS POLÍTICAS QUE IMPACTAN NUESTRO SISTEMA ELÉCTRICO.

CONSEJO EDITORIAL

MANUEL CABRAL F.
AMAURY VÁSQUEZ
JULISSA MONTILLA

COLABORACIÓN

MEDIÁTICOS CONSULTORES, S.R.L.
E&S: DISEÑO, DIAGRAMACIÓN E INFOGRAFÍAS

JUNTA DIRECTIVA ADIE

ROBERTO HERRERA, PRESIDENTE ADIE. GERENTE GENERAL CESP
EDWIN DE LOS SANTOS, PRESIDENTE AES DOMINICANA
ANTONIO RAMIREZ, GERENTE GENERAL GENERADORA SAN FELIPE
LUIS MEJÍA BRACHE, GERENTE GENERAL EGE HAINA
ARMANDO RODRIGUEZ, GERENTE GENERAL SEABOARD
CARLOS VANEGAS, DIRECTOR DE FINANZAS GERDAU METALDOM
MIGUEL ROBERTO CAMINO, PRESIDENTE CONSORCIO LAESA
JUANA BARCELÓ, PRESIDENTA BARRICK PUEBLO VIEJO
MANUEL CABRAL F., VICEPRESIDENTE EJECUTIVO ADIE

4.4. APOORTE DE GENERADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) PRIMER SEMESTRE AÑO 2020
PÁG. 18

4.5. INYECCIÓN DE ENERGÍA AL SENI POR TODAS LAS EMPRESAS DEL SISTEMA EN EL PRIMER SEMESTRE AÑO 2020
PÁG. 20

4.6. MATRIZ ENERGÉTICA INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE
PÁG. 21

4.7. ENERGÍA (GWH) GENERADA MENSUALMENTE POR TODAS LAS CENTRALES DE GENERACIÓN INTERCONECTADAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) AÑO 2020
PÁG. 22

4.8. MERCADO SPOT Y PRECIO MONÓMICO DE GENERACIÓN
PÁG. 24

4.9. PRECIO MEDIO DE COMPRA VENTA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH
PÁG. 26

4.10. APAGONES PARA LOS CLIENTES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.
PÁG. 27

4.11. RESUMEN DE LA DEUDA DE LA CDEEE Y EDE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES
PÁG. 28



CONCLUSIONES
PÁG. 30

EDITORIAL

La crisis sanitaria y económica causada por el COVID-19 impactó directamente a la República Dominicana, incluyendo al sector eléctrico. Por su naturaleza, el sector generación no sufrió graves efectos directos de la crisis, pero la situación de frágil sostenibilidad de las Empresas Distribuidoras de Electricidad experimentó un considerable deterioro.

Las nuevas autoridades del gobierno del presidente Luis Abinader tienen en frente un gran trabajo por hacer para solucionar los problemas que presenta el sistema de distribución del país, ahora más deteriorado, producto de la crisis económica dejada por el coronavirus, como se podrá evidenciar en las estadísticas que presenta este informe. Además, los nuevos funcionarios del sector eléctrico tienen un reto importante de fortalecer la institucionalidad, cumplimiento de las leyes y la independencia de los organismos del sector.

El sector de generación en las últimas dos décadas ha logrado diversificar la matriz pasando de depender mayormente en derivados del petróleo a una matriz que

será liderada por el gas natural con el incremento gradual de la generación a base de energías renovables no convencionales. Estos avances han dado como resultado la disminución importante en el precio de generación.

La planificación del sector considerando toda la cadena de valor del sistema eléctrico nacional no puede esperar el riesgo de no alcanzar el abastecimiento de la demanda futura desde un punto de vista ambientalmente sostenible y con costos eficientes. Debemos orientar la política energética del país con miras a crear las condiciones propicias para que el sector privado haga las inversiones necesarias, identificando las necesidades fundamentales de inversión y promoviendo la regulación adecuada.

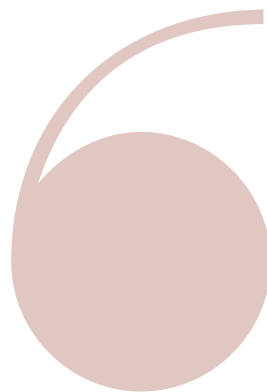
Para el primer semestre del año 2020 hubo un incremento de la demanda de un 15% frente al mismo periodo del 2019. En los meses de enero y febrero la demanda creció un 7% pero en marzo y abril esta disminuyó un 5%. En mayo volvió a experimentar un decrecimiento de un 3% y finalmente en junio la demanda volvió a crecer un 5%.

En cuanto a las pérdidas de energía de las empresas distribuidoras, estas cerraron en promedio un 30% lo que representó un incremento de un 4% si la comparamos con los primeros cuatro meses del año 2019 cuando cerraron en 26%. Hay que destacar que las tres EDE en promedio incrementaron los niveles de pérdidas con respecto al 2019 en solo 4%, pero cada una de estas empresas tiene realidades diferentes. Tal es el caso de EDEE que incrementó las pérdidas de un 34% en el primer cuatrimestre de 2019, a un 45% en el primer cuatrimestre de este 2020 subiendo así 11 puntos porcentuales.

Bajo el amparo de estos datos, podemos concluir que el reto continúa siendo la gestión y eficiencia de la distribución de la energía. Este es uno de los pendientes más críticos que tiene el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado para caminar hacia su desarrollo y madurez completa y poder así abordar temas de cara al futuro para que todos recibamos una energía asequible, segura, sostenible y adecuada a los nuevos tiempos.

La ADIE espera que los cambios anunciados en el sector eléctrico dominicano permitan llevar a cabo las mejoras necesarias para que puedan corregirse las distorsiones que evitan que el sistema eléctrico dominicano pueda seguir su camino hacia el desarrollo.

La Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE) tiene el compromiso de brindar información periódica, exhaustivamente verificada, sobre el estado del sector que permita tomar las decisiones correspondientes, por lo que ha preparado el presente informe con base en las estadísticas publicadas por las distintas entidades oficiales del sector.



LA PLANIFICACIÓN DEL SECTOR CONSIDERANDO TODA LA CADENA DE VALOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL NO PUEDE ESPERAR EL RIESGO DE NO ALCANZAR EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA FUTURA DESDE UN PUNTO DE VISTA AMBIENTALMENTE SOSTENIBLE Y CON COSTOS EFICIENTES".

2

PANORÁMICA

El mes de junio de 2020 el parque de generación estuvo formado por una diversificada matriz compuesta por diversas tecnologías tales como ciclos combinados, motores de combustión interna, turbinas de vapor, turbinas de gas, hidroeléctricas y eólicas, y centrales solares fotovoltaicas. Las fuentes primarias que proporcionan la energía para la generación e inyección al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) son carbón, gas natural, sol, viento, agua, biomasa y derivados del petróleo.

La capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado al mes de junio 2020 fue de unos 4,942 MW. De estos, 3,758 MW son de origen convencional representando un 76.1% del total general, 366.6 MW son provenientes de centrales eólicas para un 7.4%, 163 MW son de energía solar fotovoltaica que representa un 3.3% mientras que 30 MW provienen de biomasa representando un 0.6% y, finalmente, 624 MW son de origen hídrico, siendo esto un 12.6% de la capacidad total instalada.

Hay que destacar que en el año 2019 entraron en operación unos

cuatro parques eólicos representando 183 MW adicionales. Estos parques están ubicados en la zona norte y sur del país. En 2020 la energía solar fotovoltaica también vio incrementar su participación unos 75 MW adicionales. Todo este desarrollo fue ejecutado por empresas privadas.

En los primeros seis meses del año 2020 en el SENI se generaron 8,367.86 GWh para atender la demanda solicitada por las empresas distribuidoras y Usuarios No Regulados (UNR). Esta energía se produjo con siete fuentes primarias: sol (1.9%), biomasa (0.9%), viento (7.2%), agua (7.1%), carbón (36.3%), gas natural (27.6%) y derivados del petróleo (19.1%).

El costo de generación se ha visto reducido debido, además de las inversiones que hemos mencionado, a la baja en los costos internacionales del petróleo el cual redujo su precio de manera histórica a finales del año 2014 y sigue experimentando bajas en la actualidad. Una prueba de esto es el precio que se registró en el mes de abril de este 2020 cuando se cotizó a 16.55 dólares el barril.

3

ACTUALIDAD

3.1. Reto de las nuevas autoridades ante el deterioro de las EDE

En el primer cuatrimestre del año 2020 el precio promedio al que las empresas distribuidoras adquirieron la energía que sirvieron fue de 1102 centavos de dólar por cada kilovatio hora, mientras que lo facturaron a un precio promedio de 14.79 centavos de dólar por kilovatio hora, resultando del ejercicio un margen de venta para las empresas distribuidoras de 3.76 centavos de dólar por cada kilovatio hora vendido.

El nivel de cobranza con respecto a la energía facturada en los primeros cuatro meses del 2020 se redujo 6 puntos porcentuales. Este indicador de manera histórica siempre estuvo por encima de 95% en promedio, sin embargo, en este año apenas fue de un 89% promedio.

Otro punto en el que las empresas distribuidoras retrocedieron durante este período fue en el nivel de pérdidas.

De acuerdo con informaciones suministradas por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), para el año 2019, las pérdidas cerraron en promedio en 27%. Esto representó una disminución de 1% si la comparamos con el mismo periodo del

año 2018 cuando cerraron en 28%, pero en los primeros cuatro meses de este 2020 las pérdidas se incrementaron a 29.4% retrocediendo así a valores experimentados en el año 2017 donde las pérdidas en los primeros cuatro meses del año se situaron en 29.7%. Hay que destacar que las tres EDE en promedio redujeron los niveles de pérdidas en 2019 con respecto 2018, pero cada una de estas empresas tiene realidades diferentes. Tal es el caso de EDEEste la cual incrementó las pérdidas de 37% en 2018 a 38% en 2019 y a 45% en 2020.

Hay que destacar que los efectos de la COVID-19 se relacionan con la baja experimentada en la cobranza, no así en los valores de pérdidas ya que este último indicador representa qué tanta energía están facturando las empresas distribuidoras, no la energía que cobran a los clientes.

De las tres empresas distribuidoras EDEEste presenta los peores resultados. Esta empresa registró 45% de pérdidas en los primeros 4 meses de este 2020 destacando el mes de abril donde este valor fue 51%. A continuación, presentamos una tabla donde se observan los principales indicadores de desempeño de las empresas de distribución en el 2020.

ACTUALIDAD

TABLA I. PRINCIPALES INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL 2020²

INDICADORES DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	27%	28%	28%	34%
Edenorte	18%	18%	19%	24%
Edesur	20%	21%	21%	26%
Edeeste	43%	44%	43%	51%
PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	10.77	11.48	11.09	10.75
Edenorte	10.64	12.24	11.93	11.44
Edesur	11.32	11.51	11.14	10.88
Edeeste	10.30	10.82	10.35	10.03
PRECIO MEDIO DE VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	14.88	14.76	14.68	14.83
Edenorte	14.39	14.21	14.23	14.30
Edesur	15.50	15.44	15.32	15.32
Edeeste	14.55	14.41	14.29	14.79
MARGEN DE GANANCIA VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	4.11	3.27	3.59	4.08
Edenorte	3.75	1.97	2.30	2.86
Edesur	4.18	3.93	4.18	4.44
Edeeste	4.26	3.59	3.94	4.76
COBRANZAS (%)	98.3%	95.0%	84.3%	79.2%
Edenorte	95.2%	97.8%	83.9%	77.2%
Edesur	98.9%	99.2%	86.3%	84.0%
Edeeste	100.9%	84.7%	81.5%	74.3%

(1): Estos datos se obtienen de los informes publicados por la CDEEE y solo están disponibles hasta abril 2020.

(2): Estos datos se obtienen de los informes publicados por la CDEEE y solo están disponibles hasta abril 2020.

3.2. La planificación es el motor que potencia el desarrollo

La planificación integral del sistema energético del país es una tarea crucial para alcanzar un desarrollo sustentable. La incertidumbre de crecer sin un plan o lo que es peor, no crecer, crea un desequilibrio que al final da al traste con señales de precios inadecuados, dependencia de solo una fuente primaria de energía y hasta desabastecimiento en algunos casos.

Por otro lado, la planificación debe hacerse considerando toda la cadena de valor del sistema eléctrico nacional: la distribución, transmisión y generación de energía además de implementar medidas que fortalezcan el orden institucional del sector.

El abastecimiento de la demanda futura desde un punto de vista ambientalmente sostenible y con costos eficientes debe ser el norte. Para tales fines se debe orientar la política energética del país con miras a crear las condiciones propicias para que el sector privado haga las inversiones necesarias. En ese sentido, se deben identificar las necesidades fundamentales de inversión y promoviendo la regulación adecuada.

En los sistemas eléctricos el proceso de planificación consiste en analizar y consensuar los pronósticos de la demanda energética del país, los posibles proyectos de generación que deben entrar en operación en el periodo de estudio para garantizar el abastecimiento seguro de la demanda eléctrica pronosticada. Además, se deben ver los proyectos de transmisión necesarios para poder llevar la energía producida por las generadoras a los centros de consumo y los precios futuros de los combustibles utilizados para la generación de energía. Con estas variables se construye un modelo en el que se logra el abastecimiento de la demanda futura de energía a un costo óptimo.

La planificación es un proceso continuo que conlleva cooperación de todos los actores del sector. El gobierno debe enfocarse en corregir dispersiones institucionales, promover el cumplimiento de la Ley y compromisos asumidos en acuerdos, mantener en estado adecuado la cadena de pagos y propiciar y vigilar el correcto funcionamiento del mercado sobre criterios de sana competencia. Estas medidas reducen la incertidumbre, mejoran el clima de inversión y mitigan los riesgos de inversión en el sector.

El proceso de planificación debe incluir mejorar la gestión comercial para lograr responder eficientemente a la demanda de los abonados, corregir pérdidas técnicas y no técnicas. Además, tener como objetivo facturar la totalidad de la energía abastecida, invertir para elevar la calidad y el blindaje de las redes de distribución son algunos de los puntos críticos a enfatizar en el área de distribución para los próximos años.

En el campo de la transmisión, se debe continuar adecuando las redes para el transporte seguro y eficiente de la energía. También buscar la ejecución de los proyectos de transmisión de manera oportuna ya que el retraso de estos conlleva por ende al retraso de los proyectos de generación y finalmente se limita el abastecimiento de la demanda de manera adecuada.

El sector privado debe reafirmar su compromiso de hacer Inversión vanguardista, eficiente y limpia, tal y como lo ha hecho en los últimos veinte años donde ha hecho los esfuerzos necesarios para ampliar la oferta y diversificar la matriz energética considerablemente.

3.3. Estudio del crecimiento de la demanda

La demanda eléctrica es una variable de suma importancia en la planificación de los sistemas energéticos. La misma depende de diversos factores como el crecimiento vegetativo de la población, crecimiento económico y otras variables que guardan una estrecha correlación con la misma.

En República Dominicana desde el año 2000 a la fecha hemos experimentado un crecimiento de un 3% promedio anual, pero en algunos años hemos experimentado crecimiento de hasta un 11%. Los escenarios de demanda pueden cambiar de acuerdo con las variables que se consideren en los pronósticos. Para estos fines hemos considerado algunos es-

tudios tales como: el pronóstico considerado en *"Estudio de penetración aceptable de ERNC en República Dominicana"* hecho por la Superintendencia de Electricidad (SIE), los escenarios de demanda proyectada por la Comisión Nacional de Energía en su estudio *"Prospectiva de la demanda de energía de República Dominicana"* y los pronósticos que realizó el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional (OCSENI) en su informe *"Programa definitivo de la operación de largo plazo ene 2020 – dic 2023"*.

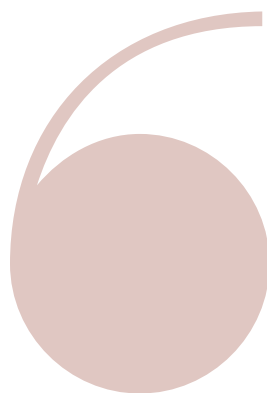
A esos fines, hemos preparado un escenario con lo que podría ser la demanda en los próximos años con la consideración de la electrificación futura de una fracción del

parque vehicular. Ese escenario tiene como base el año 2019, con la consideración de cada uno de los pronósticos antes mencionados, además de la experiencia verificada en la evolución típica de la demanda de energía anual histórica 2000 -2019.

A continuación, presentamos una tabla que contiene una proyección de demanda hecha por ADIE la cual lleva como nombre **"Demanda Pronosticada ADIE"** la cual determinamos con el procedimiento descrito en el párrafo anterior. Además, presentamos los pronósticos de demanda de las principales instituciones reguladoras y planificadoras del sector eléctrico dominicano.

TABLA II: PRONÓSTICOS DEL CONSUMO ENERGÉTICO ANUAL DEL SENI 2020-2030

PERIODO	DEMANDA PRONOSTICADA ADIE		DEMANDA PRONOSTICADA CNE		DEMANDA PRONOSTICADA SIE		DEMANDA PRONOSTICADA OC	
	ENERGÍA (GWH)	CRECIMIENTO (%)	ENERGÍA (GWH)	CRECIMIENTO (%)	ENERGÍA (GWH)	CRECIMIENTO (%)	ENERGÍA (GWH)	CRECIMIENTO (%)
2019	17,411	10.65%	16,681	3.02%	18,162	5.9%		
2020	18,456	6.00%	17,169	2.93%	19,290	5.9%	18,900	8.55%
2021	19,102	3.50%	17,670	2.92%	20,011	6.2%	19,500	3.17%
2022	19,771	3.50%	18,185	2.91%	20,743	3.7%	20,100	3.08%
2023	20,463	3.50%	18,714	2.91%	21,477	3.7%	20,800	3.48%
2024	21,179	3.50%	19,255	2.89%	22,224	3.5%	21,400	2.88%
2025	21,920	3.50%	19,814	2.90%	23,082	3.5%	22,000	2.80%
2026	22,687	3.50%	20,352	2.72%	23,948	3.9%	22,600	2.73%
2027	23,481	3.50%	20,903	2.71%	24,820	3.8%	23,300	3.10%
2028	24,303	3.50%	21,467	2.70%	25,699	3.6%	23,900	2.58%
2029	25,154	3.50%	22,046	2.70%	26,593	3.5%	24,500	2.51%
2030	26,034	3.50%	22,640	2.69%	27,534	3.5%		



EN REPÚBLICA DOMINICANA DESDE EL AÑO 2000 A LA FECHA HEMOS EXPERIMENTADO UN CRECIMIENTO DE UN 3% PROMEDIO ANUAL, PERO EN ALGUNOS AÑOS HEMOS EXPERIMENTADO CRECIMIENTO DE HASTA UN 11%".

3.4. Escenarios futuros sector eléctrico 2021-2030

El **Annual Energy Outlook 2020** publicado por la Administración de Información Energética de EE. UU. (EIA) por sus siglas en inglés establece que *"La generación de electricidad continúa experimentando una rápida tasa de cambio, con las energías renovables como la fuente de generación de electricidad de más rápido crecimiento hasta 2050 debido a las continuas caídas en los costos de capital para energía solar y eólica"*.

Las inversiones en infraestructura de gas natural y la reducción de los costos de instalación de las energías renovables aseguran que en los próximos años la matriz de generación seguirá

creciendo con estas fuentes primarias.

Desde ADIE realizamos un análisis de los escenarios de producción energética proyectando las nuevas entradas de generación del país. A tales fines usamos el pronóstico de demanda **"Demanda Pronosticada ADIE"** presentado en la **tabla 2**. Por otro lado, consideramos la entrada nuevos proyectos de energía solar fotovoltaica que representan unos 550 MW, la entrada estable de Punta Catalina 1 y 2 y, por último, la conversión de 750 MW de San Pedro de Macorís a gas natural.

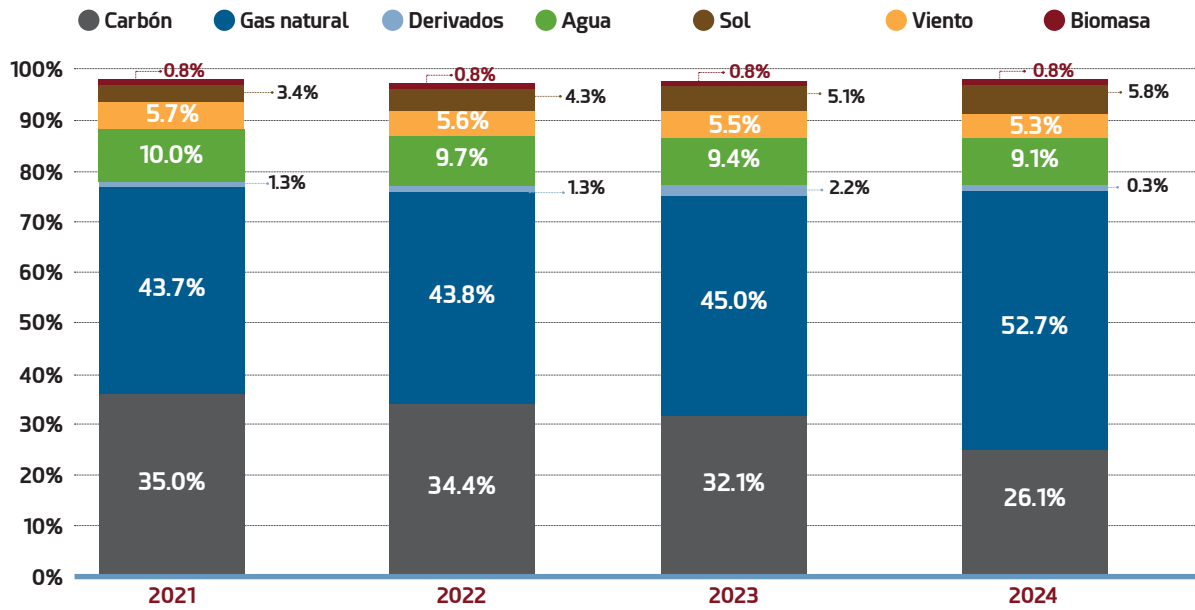
La **ilustración 1** detalla cómo será la participación de cada

fuente primaria. Se puede observar que la mayor producción estará representada por el gas natural y el carbón. Por otro lado, las energías renovables jugarán un papel importante en la sostenibilidad del sector, por lo que se debe promover la instalación de nuevos proyectos renovables para suplir el crecimiento de la demanda a futuro y con esto, lograr una mayor participación de estas tecnologías. A los fines de lograr mayores inversiones en energías renovables se deben establecer reglas claras, fortalecer el sistema de transmisión y otorgar concesiones y contratos a desarrolladores que se comprometan a ejecutar los proyectos.



A LOS FINES DE LOGRAR MAYORES INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES SE DEBEN ESTABLECER REGLAS CLARAS, FORTALECER EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y OTORGAR CONCESIONES Y CONTRATOS A DESARROLLADORES QUE SE COMPROMETAN A EJECUTAR LOS PROYECTOS".

ILUSTRACIÓN 1: PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS EN LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2021-2024



4

PRINCIPALES
INDICADORES
DEL SECTOR
ELÉCTRICO**4.1. La matriz de generación del SENI se diversifica**

República Dominicana posee una de las matrices de generación eléctrica más diversificadas en comparación con otras naciones de Centroamérica y El Caribe.

Dos décadas atrás la producción de energía estaba liderada en un 88% de derivados del petróleo y el resto lo componían el carbón en un 3% y el agua con un 9%. Fruto de las inversiones que siguieron al proceso de capitalización, en 4 años se redujo de manera progresiva el protagonismo de los combustibles fósiles dando entrada a otras fuentes: 72% derivados del petróleo; 4% gas natural; 12%, carbón y 12% hidroeléctricas solo en 4 años.

En los primeros 6 meses de este año 2020, la energía fue abastecida en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado por las siguientes fuentes primarias: gas natural 27.6%, carbón 36.3%, derivados de petróleo 19.1%, agua 7.1%, biomasa 0.9%, viento 7.2% y sol 1.9%.

Cabe destacar que para finales del 2020 se espera un incremento significativo en la participación del gas natural, debido a que están en proceso de conversión a gas unos 750 MW que estarán operando de manera continua con este combustible a partir de septiembre 2020.



FRUTO DE LAS INVERSIONES QUE SIGUIERON AL PROCESO DE CAPITALIZACIÓN, EN 4 AÑOS SE REDUJO DE MANERA PROGRESIVA EL PROTAGONISMO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES DANDO ENTRADA A OTRAS FUENTES".

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

ILUSTRACIÓN 2. MATRIZ DE GENERACIÓN PRIMER SEMESTRE AÑO 2020

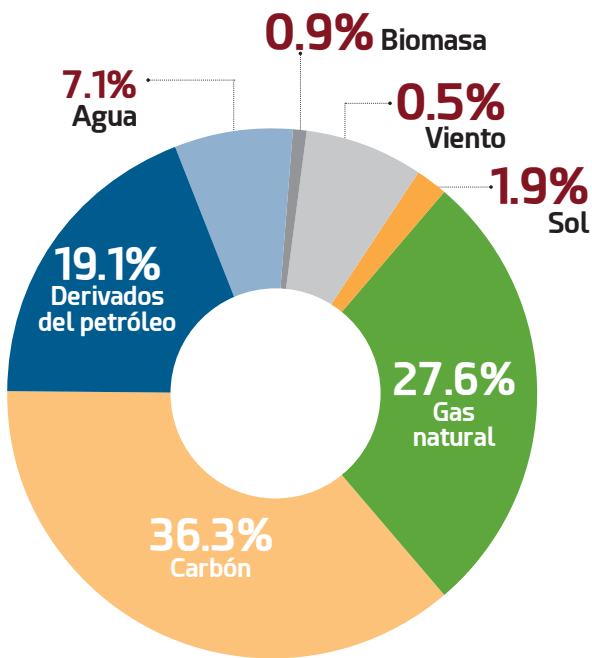


ILUSTRACIÓN 3. MATRIZ DE GENERACIÓN PRIMER SEMESTRE AÑO 2020

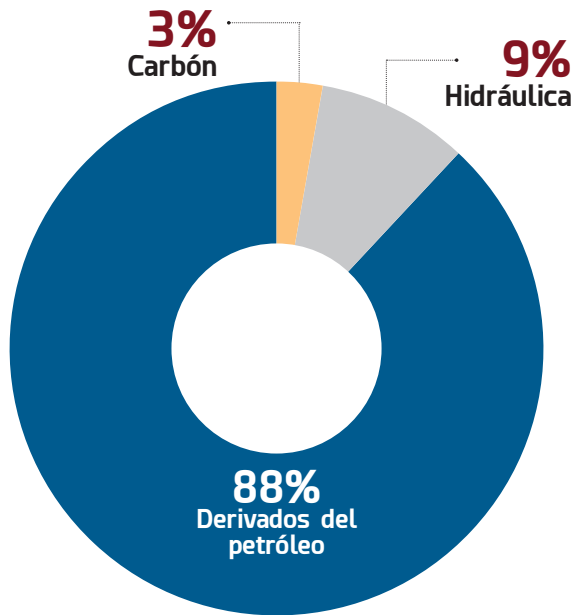


TABLA III: MATRIZ DE GENERACIÓN PRIMER SEMESTRE 2020

Fuente Primaria De Energía	ENERGÍA (Gwh)
Agua	596.04
Viento	599.44
Sol	158.46
Biomasa	76.59
Gas Natural	2,305.54
Carbón	3,035.74
Derivados Del Petróleo	1,596.05
Total	8,367.86

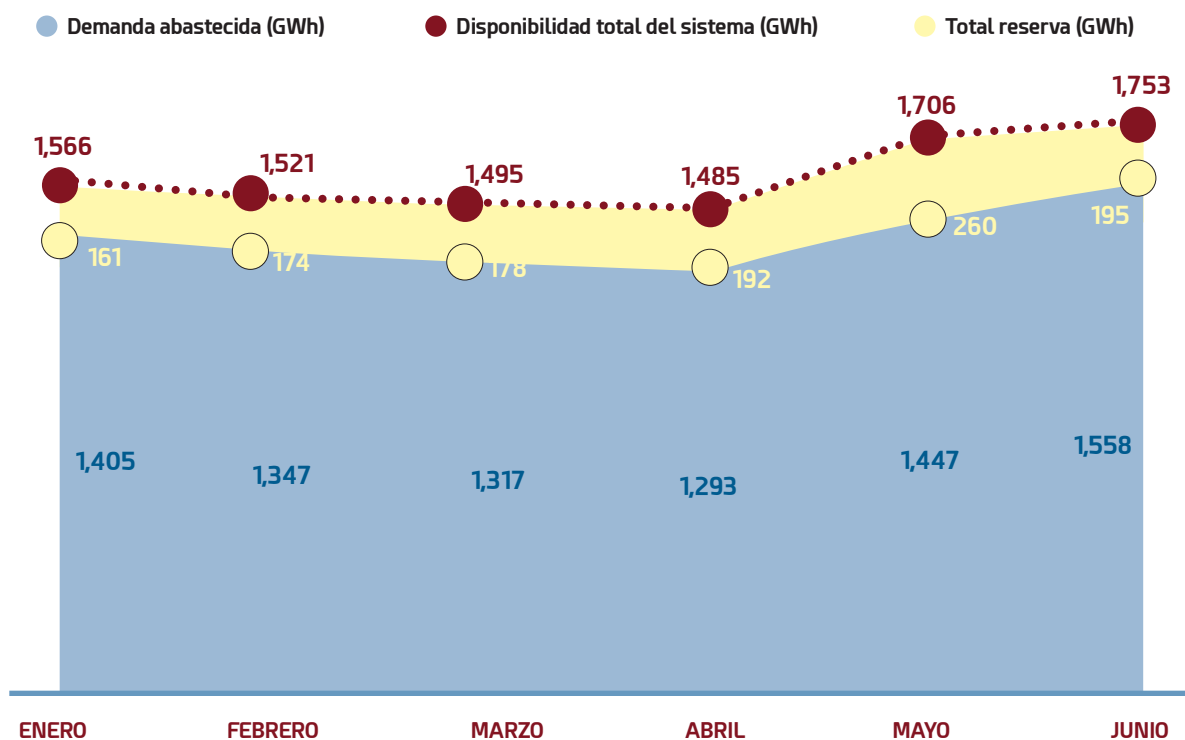
4.2 Oferta de energía superó en 14% la demanda abastecida del sistema

La energía disponible en el primer semestre del año 2020 superó en un 14% a la demanda abastecida. Las empresas generadoras estuvieron dispuestas a entregar un

total de 9,526.98 GWh durante el referido período, sin embargo, la demanda abastecida, que se refiere a la electricidad que es consumida en el sistema, alcanzó un valor acumulado de 8,367.86

GWh. Esto dio como resultado que en el sistema quedara una reserva acumulada de 1,159.12 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) EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2020



4.3. Costo histórico marginal de energía 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). El CMG es uno de los indicadores más importantes para la toma de decisiones de los actores del sector, pues revela las oportunidades del negocio de generación.

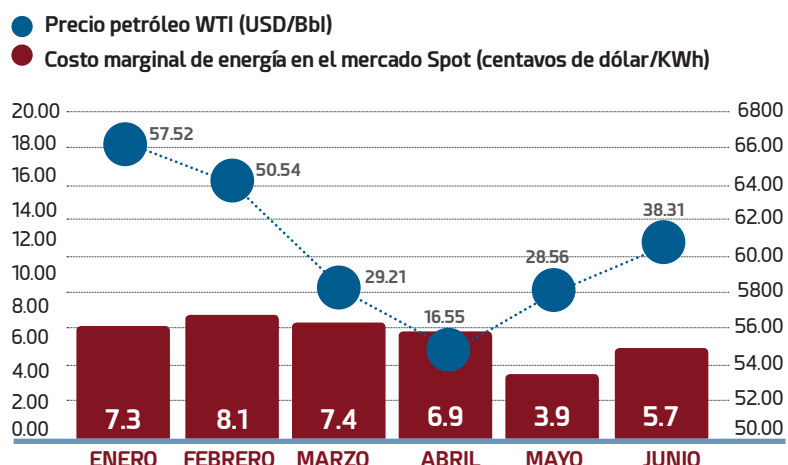
Este costo marginal de generación depende en gran manera de tres factores fundamentales: el costo del combustible que se utilice para generar esta unidad adicional de energía, las inversiones en el parque de generación y la operación del sistema eléctrico.

Desde 1999 se ha venido trabajando de manera constante para ampliar la oferta del sector generación y diversificar la matriz considerablemente, construyendo un parque cada vez más eficiente. Hoy, 20 años después, el sector privado ha instalado más de 3,000 MW de nueva potencia y repotenciación con amplia diversificación en los combustibles y tecnologías de generación. Estas inversiones han influido de

manera positiva en la reducción del costo de generación. Si observamos la evolución de este costo podemos distinguir las variaciones en cada ciclo de inversión producto de una serie de factores. Entre los principales que podemos indicar están la estabilidad normativa, otorgamiento de concesiones y contratos para nueva generación, y finalmente al cumplimiento de las reglas de juego de la regulación vigente. Esto, sin lugar a dudas, ha sido clave para el desarrollo de un parque de generación óptimo en línea con la política energética del país.

De esta forma, la reducción del costo de generación ha sido producto, además de las inversiones que hemos mencionado, a la baja en los costos internacionales del petróleo el cual redujo su precio de manera histórica a finales del año 2014 y ha mantenido la estabilidad hasta la fecha. En el gráfico y tabla presentada a continuación se describen los costos internacionales del petróleo y la evolución del costo marginal de generación del mercado spot desde el año 2000 a la fecha. Cabe destacar que para el primer semestre de este 2020 el costo marginal promedio fue 6.56 centavos de dólar por kilovatio hora.

ILUSTRACIÓN 4. COSTO MARGINAL DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT PROMEDIO MENSUAL Y PRECIO DEL PETRÓLEO WTI



PRINCIPALES INDICADORES
DEL SECTOR ELÉCTRICO

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

MES/AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
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	9.57	11.11	7.31
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	8.95	12.41	8.09
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	10.79	13.67	7.44
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	10.79	13.47	6.91
Mayo	-	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	12.04	14.29	3.90
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	13.64	14.05	5.70
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	13.79	12.20	
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	13.27	12.50	
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	8.81	14.51	11.18	
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	9.36	14.03	10.88	
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	9.37	15.43	10.26	
Dici.	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	10.32	12.79	7.23	
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	9.2	12.5	11.9	6.6
	Precio petroleo WTI (usd/bbl)																				
	30.4	26.0	26.2	31.1	14.15	56.8	66.3	69.0	99.9	62.0	79.5	95.0	94.2	98.0	92.8	48.8	43.5	52.6	64.94	56.98	37.34

4.4. Aporte de generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) primer semestre año 2020

La energía generada por cada central eléctrica queda determinada por el despacho que minimice el costo de operación del sistema, el cual es

decidido por el Organismo Coordinador (OC-SENI) de acuerdo con la Ley General de Electricidad y normas complementarias. Este despacho es ejecutado por el Centro de

Control de Energía (CCE). A continuación, compartimos los detalles y aporte energético de cada central de generación en el primer semestre del año 2020.

PRINCIPALES INDICADORES
DEL SECTOR ELÉCTRICO

TABLA IV: 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	726.48
SAN FELIPE	San Felipe	Ciclo Combinado	FUEL # 6 Y #2	185	-
CESPM	CESPM 3	Ciclo Combinado	FUEL # 2	100	23.88
	CESPM 2	Ciclo Combinado	FUEL # 2	100	18.10
	CESPM 1	Ciclo Combinado	FUEL # 2	100	27.06
CDEEE	Punta Catalina 1	Turbina De Vapor	Carbón	376	1,108.78
	Punta Catalina 2	Turbina De Vapor	Carbón	376	816.01
	Central Río San Juan	Motor De Combustión	FUEL # 2	2	-
CEPP	CEPP 1	Motor De Combustión	FUEL # 6	19	0.00
	CEPP 2	Motor De Combustión	FUEL # 6	58	-
DPP	Los Mina 5	Turbina De Gas	Gas Natural	118	-
	Los Mina 6	Turbina De Gas	Gas Natural	118	-
	Los Mina 7	Ciclo Combinado	Gas Natural	114	1,140.44
EGEHID	Hidroeléctricas	Hidroeléctrica	AGUA	624	596.04
GPLV	La Vega	Motor De Combustión	FUEL # 6	92	123.21
	Palamara	Motor De Combustión	FUEL # 6	107	104.59
EGEHAINA	Barahona Carbon	Turbina De Vapor	Carbón	54	186.37
	San Pedro Vapor	Turbina De Vapor	FUEL # 6	33	-
	Sultana Del Este	Motor De Combustión	FUEL # 6	153	97.51
	Quisqueya 2	Motor De Combustión	FUEL # 6	225	534.03
	Haina Tg	Turbina De Gas	FUEL # 2	103	1.47
	Parque Eólico Los Cocos Y Quilvio Cabrera	Eólico	Viento	85	113.11
	Parque Eólico Larimar I	Eólico	Viento	50	92.35
	Parque Eólico Larimar II	Eólico	Viento	50	66.73
	Palenque	Motor De Combustión	FUEL # 6	26	20.44
Itabo	Itabo 1	Turbina De Vapor	Carbón	128	462.78
	Itabo 2	Turbina De Vapor	Carbón	132	461.80
	San Lorenzo 1	Turbina De Gas	FUEL # 2	34	-
LAESA	Pimentel 1	Motor De Combustión	FUEL # 6	32	63.45
	Pimentel 2	Motor De Combustión	FUEL # 6	28	37.78
	Pimentel 3	Motor De Combustión	FUEL # 6	52	132.96
San Pedro Bio-Energy	San Pedro Bio-Energy	Turbina De Vapor	Biomasa	30	76.59
Montecristi Solar	Montecristi Solar	Solar Fotovoltaica	Sol	58	52.24
Electronic Jrc	Monte Plata Solar	Solar Fotovoltaica	Sol	30	24.52
Emerald Solar Energy	Parque Solar Canoa	Solar Fotovoltaica	Sol	25	31.64
WCG Energy Ltd	Parque Fotovoltaica Mata De Palma	Solar Fotovoltaica	Sol	50	50.06
Metaldom	Metaldom	Motor De Combustión	Fuel # 6	42	41.82
Monte Rio	Bersal	Motor De Combustión	Fuel # 6	25	10.02
	Inca Km 22	Motor De Combustión	Fuel # 6	15	11.00
Seaboard	Estrella Del Mar 2	Ciclo Combinado	Gas Natural	108	337.89
Lear Investments	Monte Rio	Motor De Combustión	Fuel # 6	100	133.15
Pvdc	Quisqueya 1	Motor De Combustión	Gas Natural	225	158.58
	Quisqueya 1	Motor De Combustión	Fuel # 6		41.54
Ic Power Dr	Parque Eólico Agua Clara	Eólico	Viento	50	77.71
Pecasa	Parque Eólico Guanillo	Eólico	Viento	50	93.27
Grupo Eólico Dominicano	Parque Eólico Matafongo	Eólico	Viento	34	55.48
Poseidon	Parque Eólico Los Guzmancitos	Eólico	Viento	48	100.79
Energía Renovable	Los Orígenes Power Plant	Motor De Combustión	Fuel # 6	61	116.22
Los Orígenes	Los Orígenes Power Plant	Motor De Combustión	Fuel # 6	61	116.22
			Total	4,942	8,367.86

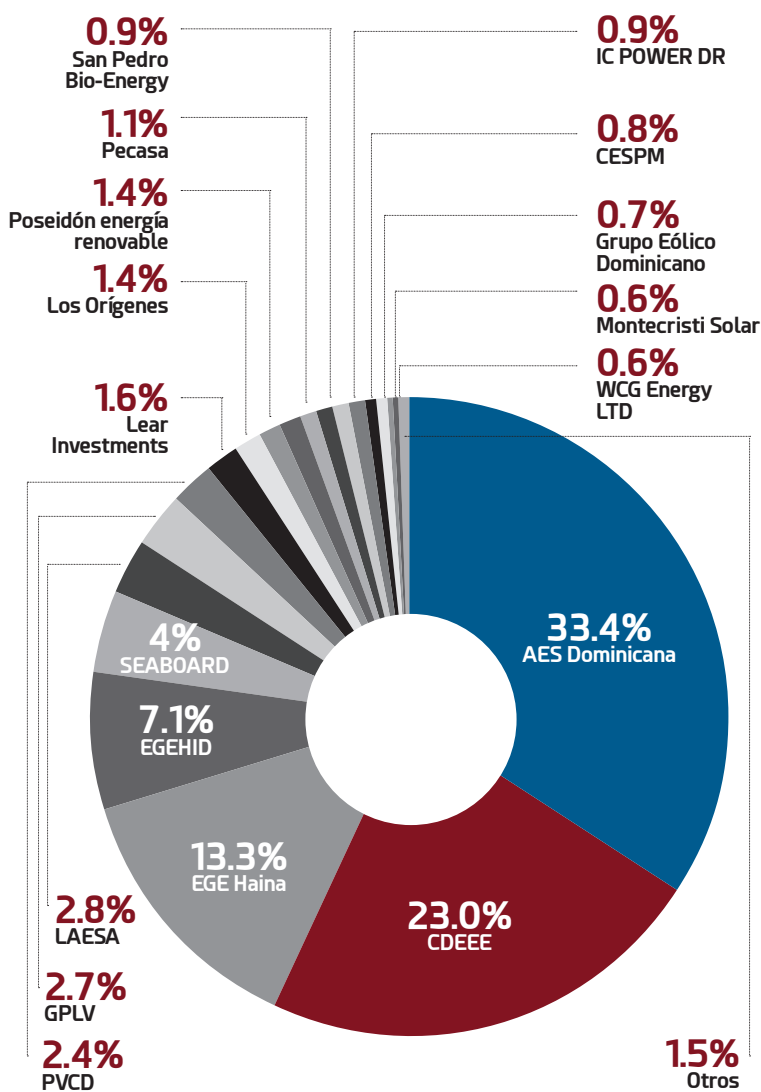
4.5 Inyección de energía al SENI por todas las empresas del sistema en el primer semestre año 2020

Las empresas de generación pueden poseer una o más centrales que inyectan energía al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Estas centrales son las encargadas de producir la electricidad que consume el país y cada una tiene características específicas que influirán en la cantidad de energía que esta produce.

TABLA V. ENERGÍA GENERADA POR EMPRESA EN GWH

EMPRESA	ENERGÍA GENERADA PRIMER SEMESTRE AÑO 2020 (GWH)
AES DOMINICANA	2,791
SAN FELIPE	-
CESPM	69
CDEEE	1,925
CEPP	0
EGEHID	596
GPLV	228
EGE HAINA	1,112
LAESA	234
SAN PEDRO BIO-ENERGY	77
MONTECRISTI SOLAR	52
ELECTRONIC JRC	25
EMERALD SOLAR ENERGY	32
WCG ENERGY LTD	50
METALDOM	42
MONTE RÍO	21
SEABOARD	338
LEAR INVESTMENTS	133
PVDC	200
IC POWER DR	78
PECASA	93
GRUPO EÓLICO DOMINICANO	55
POSEIDÓN ENERGÍA RENOVABLE	101
LOS ORIGENES	116
TOTAL	8,368

ILUSTRACIÓN 6. ENERGÍA GENERADA POR EMPRESA EN PORCENTAJE (%) PRIMER SEMESTRE AÑO 2020



4.6 Matriz energética instalada por tipo de combustible

La capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado al mes de junio 2020 es de unos 4,942 MW. De estos, unos 3,758 MW son de origen convencional representando un 76.1%

del total general, 366.6 MW son provenientes de centrales eólicas para un 7.4%, 163 MW solar fotovoltaica que representa un 3.3%, 30 MW provienen de biomasa representando un 0.6% y finalmente 624 MW son de origen hídrico,

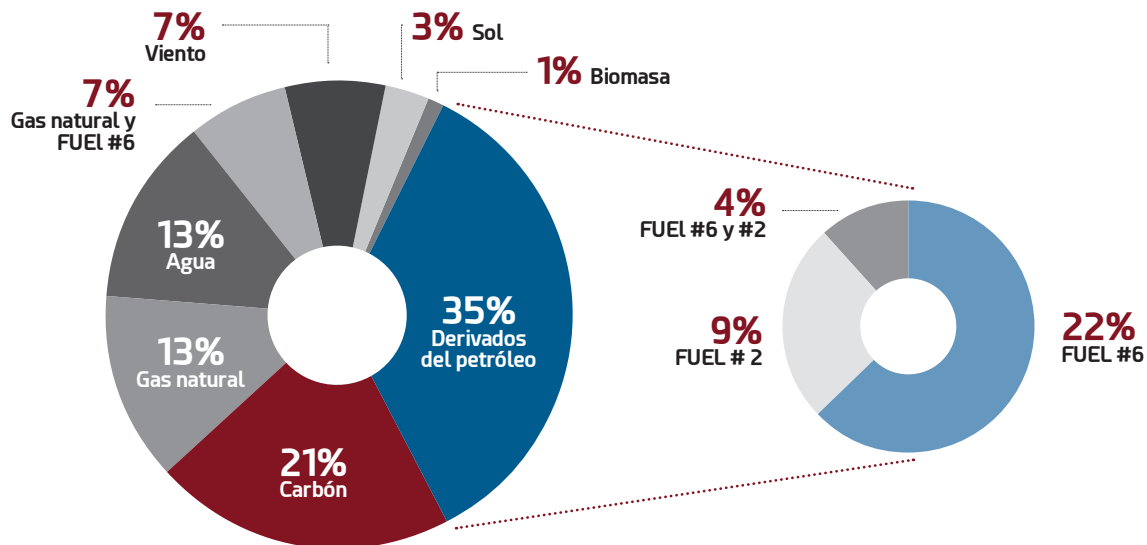
siendo esto un 12.6% de la capacidad total instalada.

La siguiente tabla y gráfico describen la potencia instalada interconectada al sistema eléctrico nacional por tipo de combustible:

TABLA VI: CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA (MW)	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA (MW)
AGUA	624.0	GAS NATURAL Y FUEL #6	333.2
VIENTO	366.6	CARBÓN	1065.6
SOL	163.0	DERIVADOS DEL PETRÓLEO	1690.5
BIOMASA	30.0		
GAS NATURAL	669.0	TOTAL	4,941.9

ILUSTRACIÓN 8. CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA.



PRINCIPALES INDICADORES
DEL SECTOR ELÉCTRICO

4.7 Energía (GWh) generada mensualmente por todas las centrales de generación interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) año 2020

La producción mensual de cada central del sistema eléctrico depende de su despacho en el SENI, influyen los mantenimientos y la

disponibilidad del recurso en el caso de las centrales renovables. A continuación presentamos una tabla que detalla la producción de

energía mensual para cada central del SENI describiendo en cada caso la empresa y central de generación:

TABLA VII: ENERGÍA PRODUCIDA ENERO - JUNIO 2020 (GWH) 1GWH = 1,000,000 KWH

EMPRESA	CENTRAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
AES ANDRÉS	AES ANDRÉS	207.13	122.24	97.79	97.24	98.76	103.31	726.48
SAN FELIPE	SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	CESPM 3	3.12	5.51	6.11	0.22	2.32	6.60	23.88
	CESPM 2	2.73	6.75	4.77	0.59	-	3.27	18.10
	CESPM 1	2.57	6.29	3.31	-	-	14.88	27.06
CDEEE	PUNTA CATALINA 1	222.69	137.49	200.94	84.91	231.40	231.35	1,108.78
	PUNTA CATALINA 2	39.17	170.18	28.28	141.88	231.71	204.80	816.01
	CENTRAL RIO SAN JUAN	-	-	-	-	-	-	-
CEPP	CEPP 1	-	-	0.00	0.00	-	-	0.00
	CEPP 2	-	-	-	-	-	-	-
DPP	LOS MINA 5	-	-	-	-	-	-	-
	LOS MINA 6	-	-	-	-	-	-	-
	LOS MINA 7	210.36	142.06	198.41	192.34	200.94	196.33	1,140.44
EGEHID	HIDROELECTRICAS	102.53	88.95	136.08	93.25	88.27	86.96	596.04
GPLV	LA VEGA	22.18	21.12	8.32	17.33	31.74	22.52	123.21
	PALAMARA	25.09	23.78	7.48	19.26	5.66	23.31	104.59
EGEHAINA	BARAHONA CARBON	33.82	30.77	32.77	30.17	27.65	31.20	186.37
	SAN PEDRO VAPOR	-	-	-	-	-	-	-
	SULTANA DEL ESTE	11.26	17.80	17.47	20.97	6.18	23.83	97.51
	QUISQUEYA 2	83.29	92.09	88.97	103.02	74.18	92.48	534.03
	HAINA TG	-	1.47	-	-	-	-	1.47
	PARQUE EÓLICO LOS							
	COCOS Y QUILVIO CABRERA	22.48	25.11	17.96	12.58	15.37	19.62	113.11
	PARQUE EÓLICO							
	LARIMAR I	15.04	18.77	14.35	11.81	14.82	17.56	92.35
	PARQUE EÓLICO							
	LARIMAR II	13.15	15.31	10.81	7.31	8.59	11.56	66.73
	PALENQUE	2.42	3.45	3.21	4.17	0.67	6.53	20.44
ITABO	ITABO 1	81.40	73.11	80.17	80.70	76.93	70.47	462.78
	ITABO 2	87.06	73.74	85.26	81.75	73.27	60.72	461.80
	SAN LORENZO 1	-	-	-	-	-	-	-

PRINCIPALES INDICADORES
DEL SECTOR ELÉCTRICO

EMPRESA	CENTRAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
LAESA	PIMENTEL 1	2.66	10.79	9.80	10.80	14.22	15.18	63.45
	PIMENTEL 2	1.20	5.57	5.70	4.63	7.59	13.08	37.78
	PIMENTEL 3	20.39	21.98	22.73	22.57	22.31	22.98	132.96
SAN PEDRO BIO-ENERGY	SAN PEDRO BIO-ENERGY	19.71	9.96	6.13	13.13	13.95	13.72	76.59
MONTECRISTI SOLAR	MONTECRISTI SOLAR	7.91	8.11	8.71	9.56	9.01	8.95	52.24
ELECTRONIC JRC	MONTE PLATA SOLAR	3.77	3.72	4.27	4.43	4.01	4.32	24.52
METALDOM	METALDOM	7.47	7.34	1.72	13.24	2.91	9.15	41.82
MONTE RIO	BERSAL	1.30	2.35	2.34	1.27	0.52	2.24	10.02
	INCA KM 22	1.84	1.81	2.10	3.77	0.48	1.01	11.00
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR 2	60.65	59.44	53.90	61.96	40.69	61.24	337.89
LEAR INVESTMENTS	MONTE RIO	10.13	18.50	25.65	23.19	19.27	36.40	133.15
PVDC	QUISQUEYA 1	9.73	25.78	37.51	42.81	43.22	41.08	200.12
IC POWER DR	PARQUE EOLICO AGUA CLARA	10.99	15.78	12.95	10.94	11.04	16.01	77.71
	PARQUE EÓLICO GUANILLO	14.49	17.05	20.53	13.74	12.05	15.41	93.27
PECASA	PARQUE EÓLICO MATAFONGO	9.72	11.38	8.34	8.00	7.20	10.84	55.48
GRUPO EÓLICO DOMINICANO	PARQUE SOLAR CANOA	4.82	5.10	5.44	5.69	5.39	5.20	31.64
EMERALD SOLAR ENERGY	PARQUE FOTO VOLTAICO	7.88	7.69	8.47	8.96	8.87	8.19	50.06
WCG ENERG Y LTD	MATA DE PALMA	7.88	7.69	8.47	8.96	8.87	8.19	50.06
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS	13.07	19.53	17.86	14.77	14.80	20.76	100.79
LOS ORÍGENES	LOS ORÍGENES POWER PLANT	10.25	19.57	20.06	20.45	20.76	25.13	116.22
		1,405.45	1,347.43	1,316.69	1,293.39	1,446.73	1,558.18	8,367.86

4.8. Mercado spot y precio monómico de generación

Empresas distribuidoras participaron en el mercado spot en una proporción de 35% en compra de energía y 70% de potencia

El precio monómico promedio de generación en el mercado spot para el primer semestre del año 2020 fue 8.3 centavos de dólar por kilovatio hora. Este precio se refiere al costo de la energía y potencia en el mercado spot. El mismo es determinado a partir de las transacciones económicas del Merca-

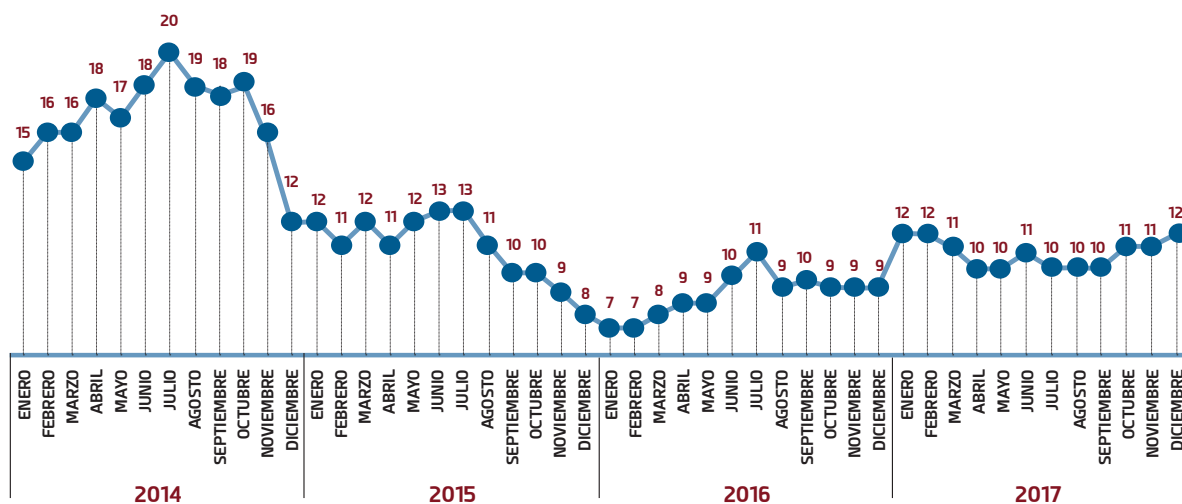
do Eléctrico Mayorista realizadas por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, tal como lo establece la Ley General de Electricidad 125-01 y su reglamento de aplicación.

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 for-

ma 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 35% en compra de energía y 70% de potencia. Del mismo modo participaron en el mercado de contratos con el restante 65% en energía y el 30% en potencia.

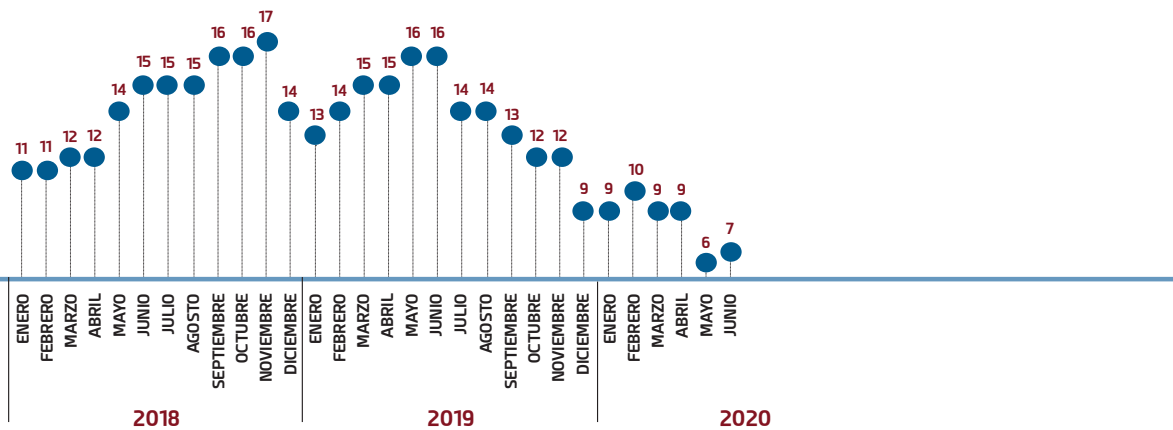
ILUSTRACIÓN 7. PRECIO SPOT MONÓMICO [CENTAVOS DE DÓLAR/KWH]



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO



EL PRECIO MONÓMICO PROMEDIO DE GENERACIÓN EN EL MERCADO SPOT PARA EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2020 FUE 8.3 CENTAVOS DE DÓLAR POR KILOVATIO HORA".



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

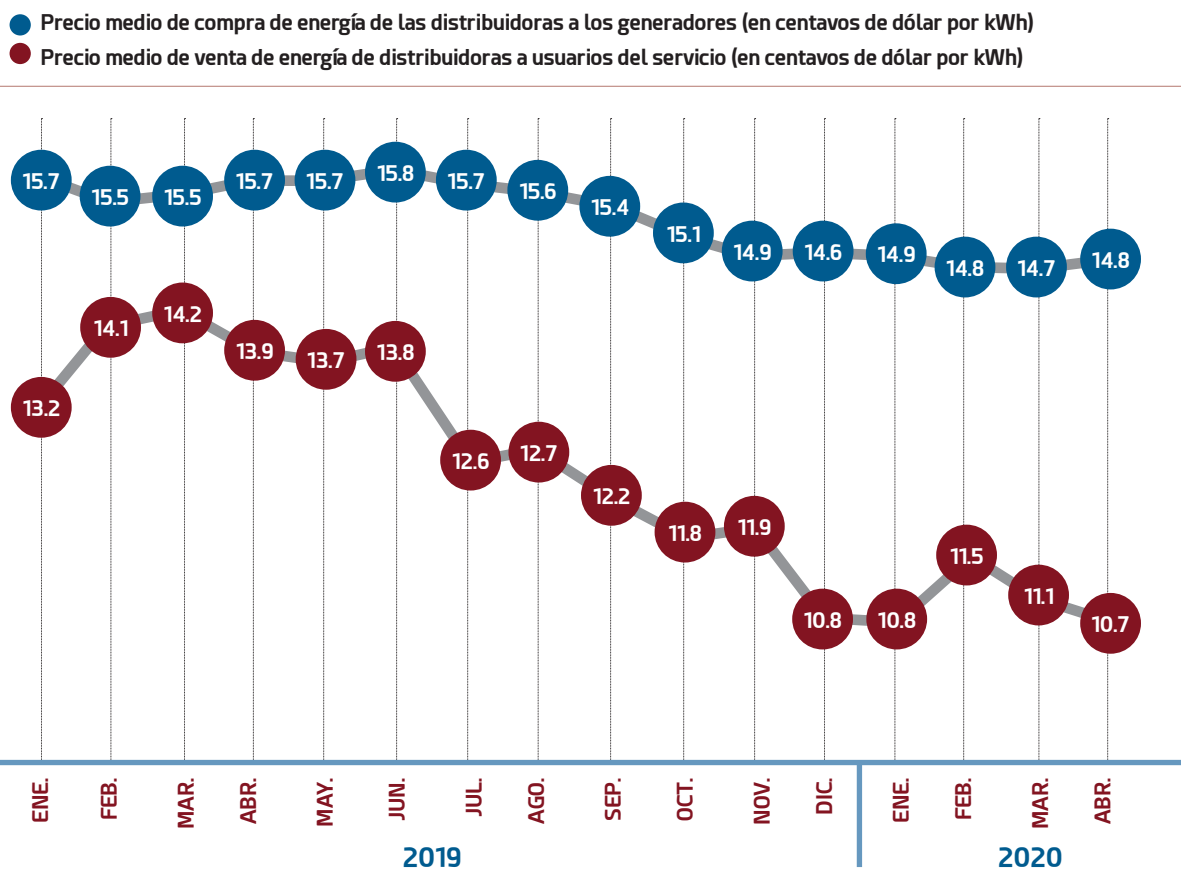
La diversificación de la matriz y los cambios en los precios de los combustibles con tendencia a la baja han permitido que los precios de

venta de las empresas generadoras a las distribuidoras también hayan bajado.

A continuación, presentamos una

gráfica que describe el precio medio de compra de empresas distribuidoras a los generadores y el precio medio de venta de éstas a los consumidores.

ILUSTRACIÓN 18. PRECIO MEDIO DE COMPRA A LOS GENERADORES Y VENTA DE ENERGÍA AL CONSUMIDOR DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH



4.10 Apagones para los clientes de las empresas distribuidoras

De las empresas de distribución la que registró mayores apagones en el primer semestre del año 2020 fue EDEEste con 67.76 GWh de energía no suministrada. Esa cifra representó un 2.6% de energía no servida y lo que se traduce en 0.6 horas promedio de apagones diarios para todos sus usuarios.

Por su parte, los apagones suministrados por EDESUR llegaron a 38.92 GWh lo que a su vez re-

presentó un 1.5 % de energía no servida para esta región. Esta situación provocó que en promedio todos los clientes de esta distribuidora recibieran 0.4 horas de apagones diarios. Finalmente, EDENorte registró 48.19 GWh de energía no suministrada lo que representó un 2.2%, traduciéndose en 0.5 horas de apagones diarios para todos sus usuarios.

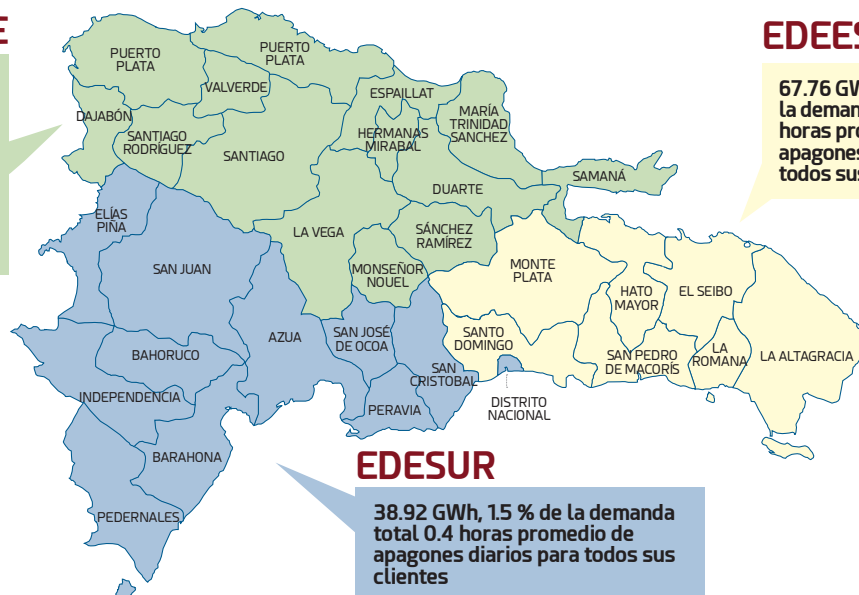
Cabe destacar que en el análisis de esta demanda no suministrada solo se han considerado los

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 circuitos son catalogados, de acuerdo con los niveles de pérdidas y cobranza, en A, B, C y D. En ese sentido, los circuitos marcados como A son los que reciben menos apagones. Mientras que los circuitos D son los que reciben más horas de apagones.

ILUSTRACIÓN 9. ENERGÍA NO SUMINISTRADA DESGLOSADA POR REGIÓN

EDENORTE

48.19 GWh, 2.2% de la demanda total, 0.5 horas promedio de apagones diarios para todos sus clientes



EDEESTE

67.76 GWh, 2.6% de la demanda total, 0.6 horas promedio de apagones diarios para todos sus clientes

EDESUR

38.92 GWh, 1.5 % de la demanda total 0.4 horas promedio de apagones diarios para todos sus clientes

4.11 Resumen de la deuda de la CDEEE y EDE a Generadoras miembros de ADIE en millones de dólares

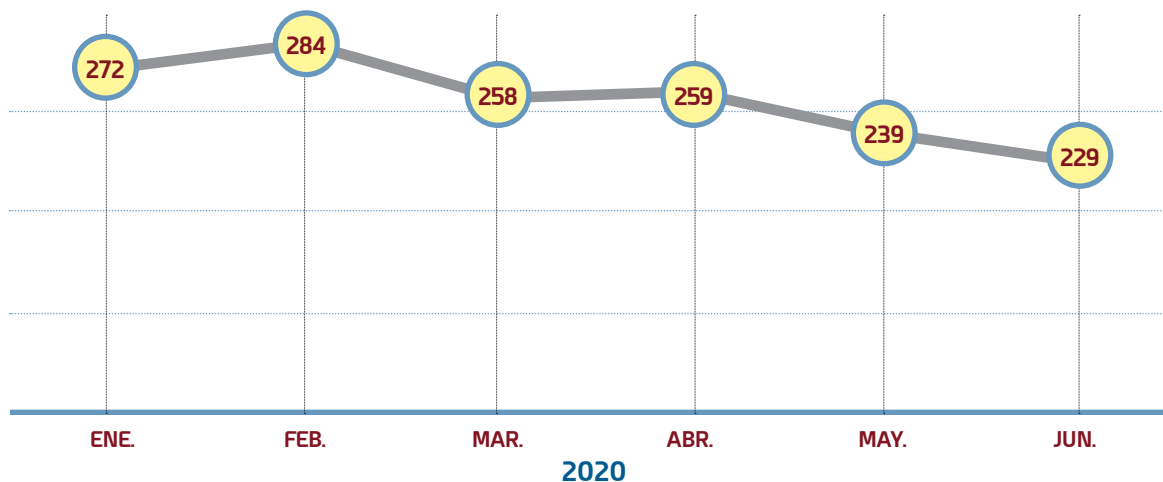
Durante primer semestre del año 2020 el promedio mensual de la deuda con los generadores fue de 268 millones de dólares. Esto impacta la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico, pues la misma descansa en la honra de los compromisos de pago de manera oportuna en toda la cadena de valor.

A continuación, se presenta un resumen gráfico del estado 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 para el primer semestre del año 2020 fue 268 millones de dólares. El mes donde se apreció la deuda más alta fue febrero con 284 millones de dólares. Las gráficas muestran

los estados 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, donde se encuentra una tabla con el dato completo de los valores adeudados.

ILUSTRACIÓN 10. RESUMEN DEUDAS DE LA CDEEE Y EDE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

ILUSTRACIÓN 11: RESUMEN DEUDAS DE EDEESTE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES

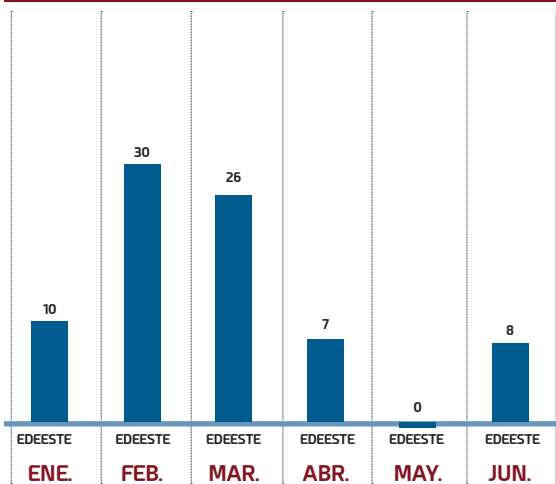


ILUSTRACIÓN 12: RESUMEN DEUDAS DE EDESUR A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES

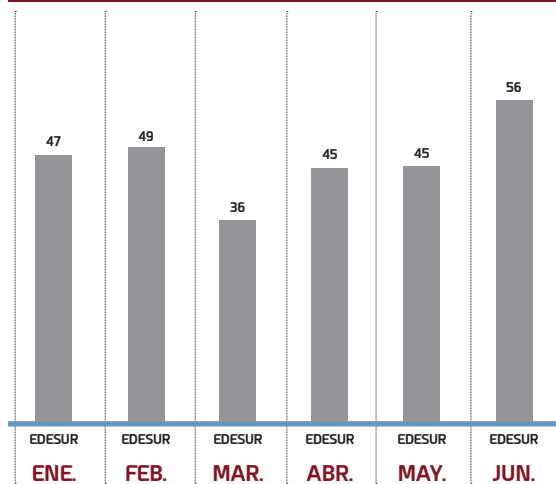


ILUSTRACIÓN 13: RESUMEN DEUDAS DE EDENORTE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES

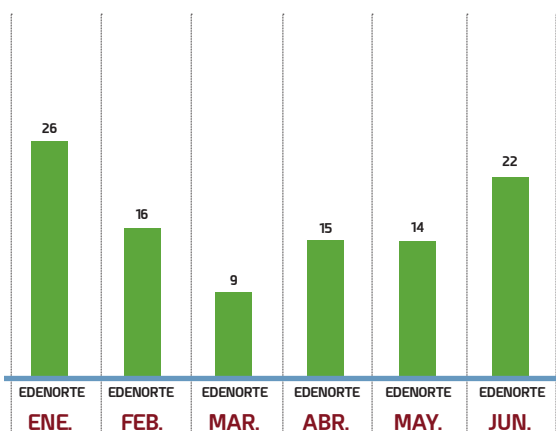
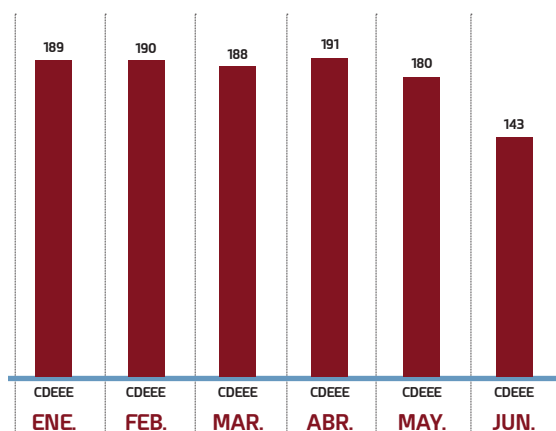


ILUSTRACIÓN 14: RESUMEN DEUDAS DE LA CDEEE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES



S

COMENTARIOS FINALES

La planificación del sector considerando toda la cadena de valor del sistema eléctrico nacional no puede esperar el riesgo de no alcanzar el abastecimiento de la demanda futura desde un punto de vista ambientalmente sostenible y con costos eficientes. Debemos orientar la política energética del país con miras a crear las condiciones propicias para que el sector privado haga las inversiones necesarias, identificando las necesidades fundamentales de inversión y promoviendo la regulación adecuada.

Para el primer semestre del año 2020 hubo un incremento de la demanda de un 15% frente al mismo periodo del 2019. En los meses de enero y febrero la demanda creció un 7% pero en marzo y abril esta disminuyó un 5%.

En mayo volvió a experimentar un decrecimiento de un 3% y finalmente en junio la demanda volvió a crecer un 5%.

En cuanto a las pérdidas de energía de las empresas distribuidoras, estas cerraron en promedio un 30% lo que representó un incremento de un 4% si la comparamos con los primeros cuatro meses del año 2019 cuando cerraron en 26%. Hay que destacar que las tres EDE en promedio incrementaron los niveles de pérdidas con respecto al 2019 en solo 4%, pero cada una de estas empresas tiene realidades diferentes. Tal es el caso de EDEEste la cual incrementó las pérdidas de un 34% en el primer cuatrimestre de 2019, a un 45% en el primer cuatrimestre de este 2020 subiendo así 11 puntos porcentuales.

Bajo el amparo de estos datos, podemos concluir que el reto continúa siendo la gestión y eficiencia de la distribución de la energía. Este es uno de los pendientes más críticos que tiene el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado para caminar hacia su desarrollo y madurez completa y poder así abordar temas de cara al futuro para que todos recibamos una energía asequible, segura, sostenible y adecuada a los nuevos tiempos.

La ADIE espera que los cambios anunciados en el sector eléctrico dominicano permitan llevar a cabo las mejoras necesarias para que puedan corregirse las distorsiones que evitan que el sistema eléctrico dominicano pueda seguir su camino hacia el desarrollo.



LA ADIE ESPERA QUE LOS CAMBIOS ANUNCIADOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO PERMITAN LLEVAR A CABO LAS MEJORAS NECESARIAS PARA QUE PUEDAN CORREGIRSE LAS DISTORSIONES QUE EVITAN QUE EL SISTEMA ELÉCTRICO DOMINICANO PUEDA SEGUIR SU CAMINO HACIA EL DESARROLLO".

ADIE

ASOCIACIÓN
DOMINICANA
DE LA INDUSTRIA
ELÉCTRICA

SÍGUENOS EN LAS REDES
@ADIEDOMINICANA



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