

# ENERGÍAS RENOVABLES SIGUEN REPUNTANDO

---

**INFORME 2021**

# Contenido

1.	Introducción.....	5
2.	Principales indicadores del sector eléctrico.....	6
2.1.	La matriz de generación del SENI se diversifica.....	6
2.2.	Oferta de energía que estuvo disponible superó en 41% la demanda abastecida del sistema .....	8
2.3.	Costo marginal de energía histórico en el mercado spot .....	9
2.4.	Aporte de generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) año 2021 .....	10
2.5.	Inyección de energía al SENI por todas las empresas del sistema año 2021.....	12
2.6.	Matriz energética instalada por tipo de combustible.....	13
	.....	14
2.7.	Energía (GWh) generada mensualmente por todas las centrales de generación interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) año 2021.....	15
2.8.	Mercado spot y precio monómico de generación .....	17
2.9.	Precio medio de compra-venta de energía de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kwh	18
2.10.	Apagones para los clientes de las empresas distribuidoras. ....	19
2.11.	Resumen de la deuda de la CDEEE y EDE a generadoras miembros de ADIE en millones de dólares	20
2.12.	Indicadores Empresas de Distribución.....	21
3.	Conclusiones .....	23

# 1. Introducción

El presente informe refleja los principales indicadores de desempeño del sector eléctrico en el año 2021. Se centra en aspectos relacionados con generación, distribución, precios, compra, venta de energía y otros datos relevantes del mercado eléctrico dominicano.

La electricidad es un elemento fundamental para las actividades económicas y la cotidianidad de la gente. Por eso cabe destacar las inversiones del sector privado, las cuales han hecho posible que hoy podamos contar con diversas fuentes de producción de energía traduciéndose en mayor eficiencia, menores costos y una creciente producción de energía más limpia y favorable al medio ambiente. De esa misma manera, el sector eléctrico aportó para que el país pudiera atravesar los efectos de la pandemia causada por el COVID-19 y fue un aliado en el repunte económico del 2021.

En el año 2021 se generaron 19,431 GWh para atender la demanda solicitada por Distribuidoras y Usuarios No Regulados (UNR). La matriz del año estuvo liderada por el gas natural, con siete fuentes primarias de energía: sol (2.5%), biomasa (1.02%), viento (6.21%), agua (7.57%), carbón (30.97%), gas natural (40.78%) y derivados del petróleo (10.96%).

Es importante resaltar que la demanda de energía experimentó un crecimiento significativo de un 10% en este año 2021 frente al 2020. Habitualmente el incremento es de 3 a 4% entre año y año. Este crecimiento se debió al abastecimiento de electricidad requerido para lograr el repunte económico experimentado por el país como consecuencia de los efectos de la pandemia causada por el COVID-19.

Igualmente debemos subrayar que en el año 2021 entraron en operación dos parques de generación solares que incrementaron en 150 MW la producción de energía con esta fuente y aumentaron el nivel de inversión del sector privado en materia de generación. La energía producida con gas natural también amplió su participación en la matriz en unos 150 MW adicionales que comenzaron a operar a partir del mes de septiembre del año 2021.

La capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) al mes de diciembre 2021 fue de unos 5,242 MW. De estos, unos 3,908.4 MW son de origen convencional, representando un 74.6 % del total general, 366.6 MW son provenientes de centrales eólicas para un 7.0%, 313 MW solar fotovoltaica que representa un 6.0%, 30 MW provienen de biomasa representando un 0.6% y finalmente 624 MW son de origen hídrico, siendo esto un 11.9% de la capacidad total instalada.

Las Empresas de Distribución, durante el 2021, mantuvieron niveles de pérdidas importantes, 33% de la energía comprada. Esto significó que un 33% de la energía que es comprada por estas empresas no llegó a registrarse en la factura del sistema. Mayormente, esas pérdidas se produjeron porque hay consumidores sin contador debido a una ineficiente gestión comercial que data de décadas, los cuales están conectados directamente a la red de distribución. Hay presumiblemente también un porcentaje que establecen sistemas de fraude para que el contador no refleje el verdadero consumo.

Es importante tomar en cuenta que las empresas de distribución, gestionadas desde el Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras de Electricidad, se encuentran implementando proyectos e iniciativas para reducir los niveles de pérdidas históricamente presentes en las tres compañías. En el 2021 se

podieron apreciar los resultados preliminares, pero es importante que los mismos sigan consolidándose para revertir de manera definitiva la situación de las citadas empresas.

## ***2. Principales indicadores del sector eléctrico***

### ***2.1. La matriz de generación del SENI se diversifica***

La República Dominicana posee una de las matrices de generación eléctrica más diversificadas en comparación con otros países de Centroamérica y El Caribe.

La matriz de generación del país se ha diversificado de manera importante en la última década impulsada por la inversión privada con apoyo del gobierno para facilitar dichas inversiones. En el año 2000 la matriz estaba compuesta por 88% de derivados del petróleo, 3% carbón y 9% de generación hidroeléctrica. Luego de las primeras inversiones que siguieron al proceso de capitalización, específicamente en el año 2004, el 72% era producida con derivados del petróleo; 4% con gas natural; 12%, carbón y 12% hidroeléctricas. Las inversiones privadas han continuado y en la actualidad contamos con una matriz mucho más diversificada, incorporando nuevas fuentes de generación renovables.

En el año 2021 la energía fue abastecida en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado por las siguientes fuentes primarias: gas natural 40.78%, carbón 30.97%, derivados de petróleo 10.96%, agua 7.57%, biomasa 1.02%, viento 6.21% y sol 2.50%.

Cabe destacar que la composición de la matriz de generación estuvo liderada por el gas natural representando el 41% producto de las inversiones realizadas en proyectos trascendentales para el sector, incluyendo el gasoducto del Este que lleva gas natural a la zona Este del país, además de la conversión de varias centrales existentes a este combustible.

Ilustración 2. Matriz de generación año 2020

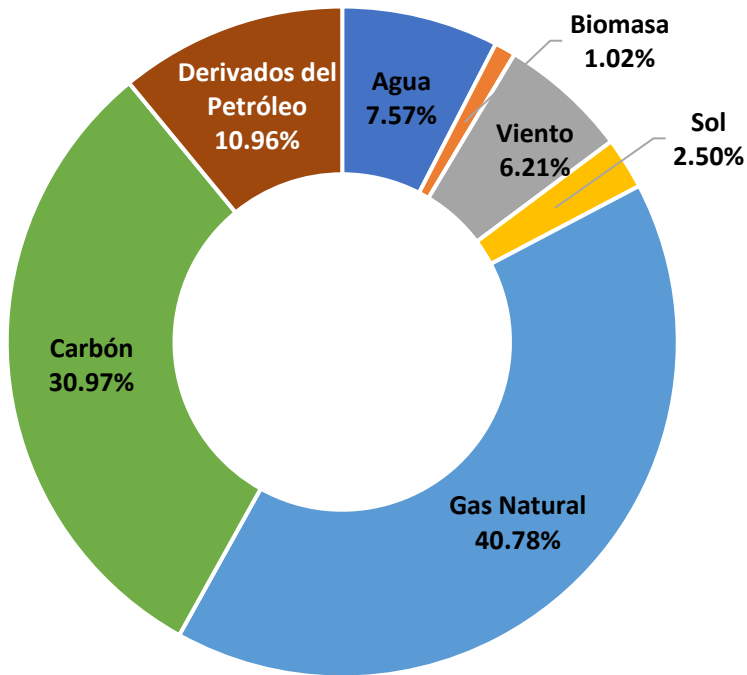


Ilustración 1. Matriz de generación año 2000

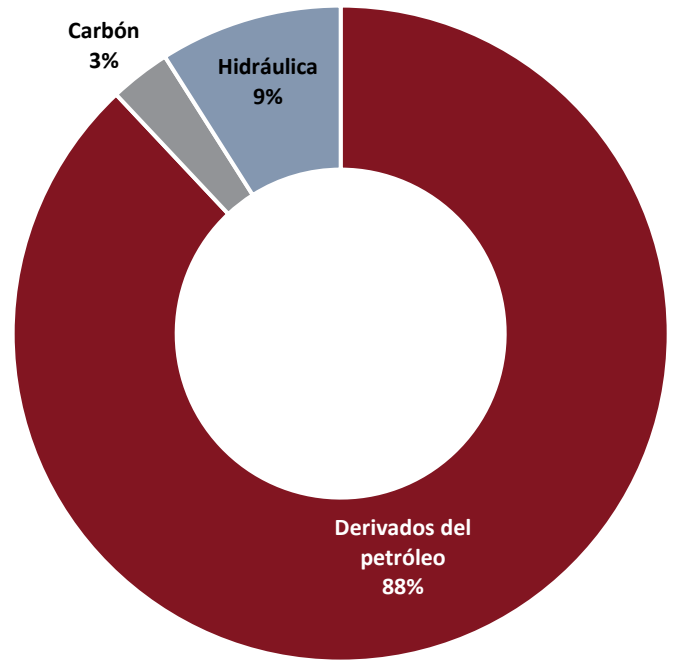


Tabla 1. Matriz de generación 2020

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	ENERGÍA (GWh)
AGUA	1,470.63
VIENTO	1,207.11
SOL	485.52
BIOMASA	198.08
GAS NATURAL	7,923.60
CARBÓN	6,017.16
DERIVADOS DEL PETRÓLEO	2,129.05
TOTAL	19,431.14

## 2.2. Oferta de energía que estuvo disponible superó en 41% la demanda abastecida del sistema

La energía disponible en el año 2021 superó en un 41% a la demanda abastecida. La demanda abastecida es la electricidad que es consumida en el sistema la cual alcanzó un valor acumulado de 19,431 GWh. En el sistema hubo una reserva acumulada de 8,000 GWh. Entiéndase por reserva a la oferta de energía que está disponible y no es requerida por el sistema.

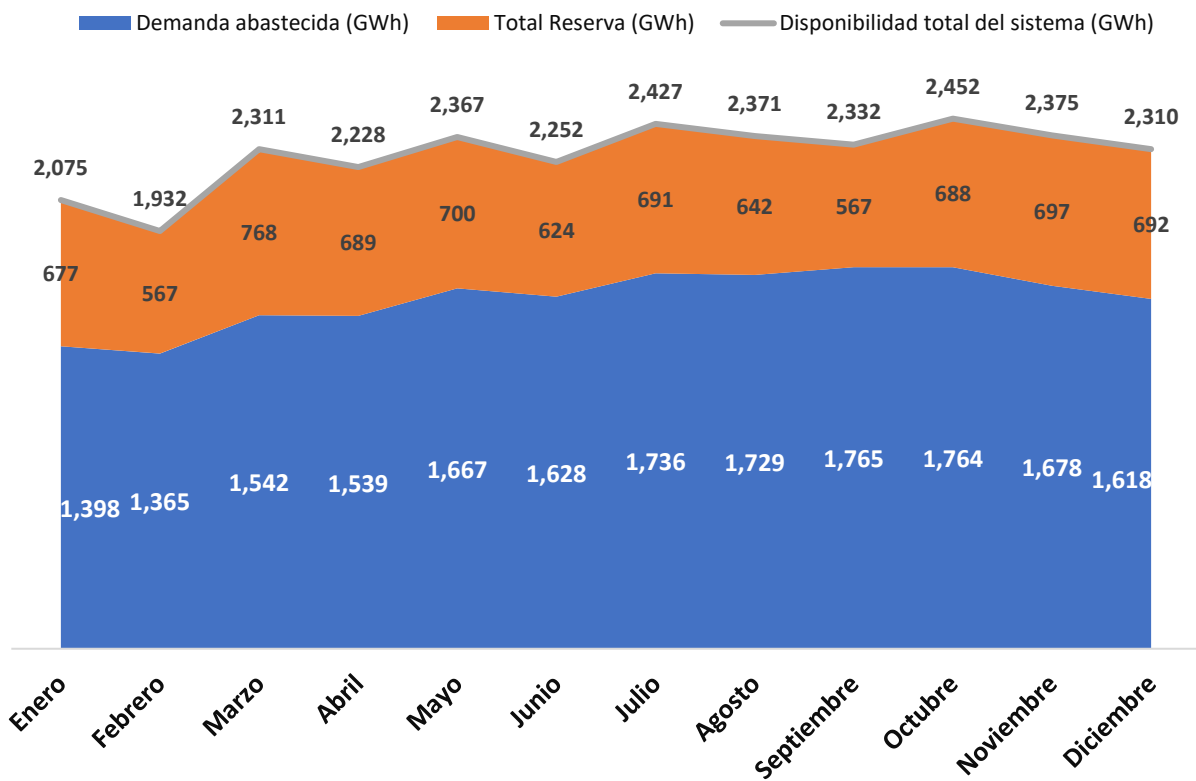


Ilustración 3. Disponibilidad, demanda abastecida y reserva del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) año 2021

Hemos destacado que habitualmente existe suficiente energía para satisfacer la totalidad de la demanda del país. En el año 2021 la energía disponible estuvo por encima de la demanda abastecida en un 41% lo cual representó 27,431.79 GWh. En otras palabras, las empresas generadoras de electricidad estaban dispuestas a generar un 41% más de la energía que se les solicitó. Sin embargo, por el aumento significativo de la demanda experimentado en el 2021, debido a la reactivación económica, es preciso seguir incorporando nuevos proyectos de generación convencional y de energías renovables no convencionales para seguir abasteciendo las necesidades a corto, mediano y largo plazo.

### 2.3. Costo marginal de energía histórico en el mercado spot

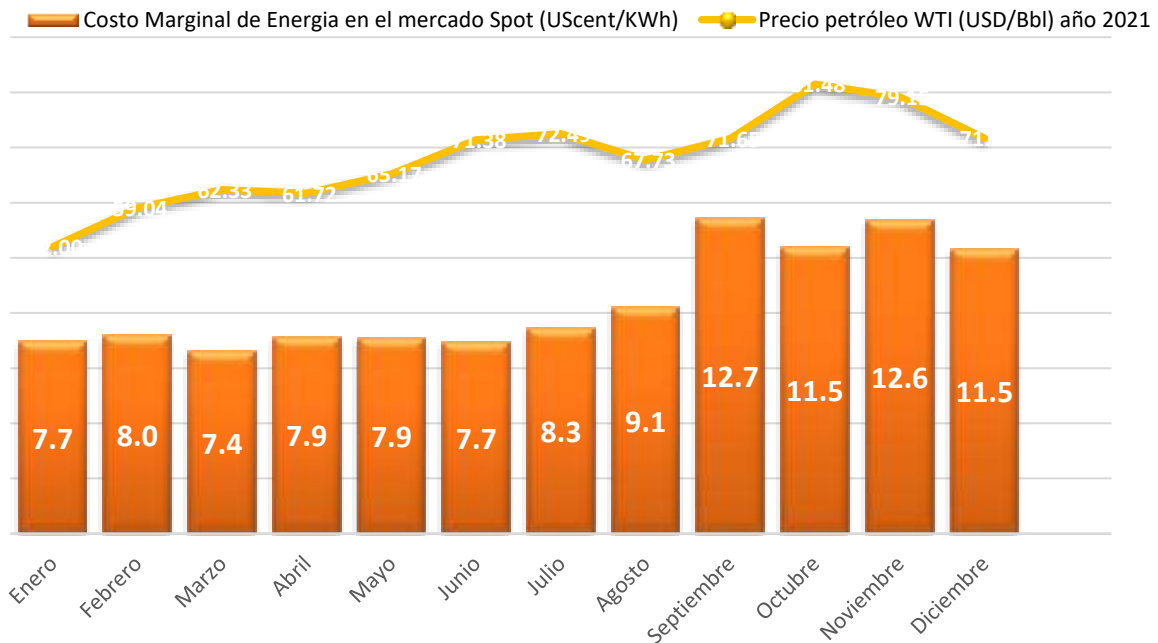
Los costos marginales son uno de los principales indicadores del mercado eléctrico y de su condición de adaptación entre oferta y demanda. Este costo marginal de generación (CMG), que en términos simples refleja el costo de suministrar una unidad adicional de energía (1 MWh), es uno de los indicadores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

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, constituyendo el parque cada vez más eficiente. Hoy, 20 años después, el sector privado ha instalado más de 4,000 MW de nueva potencia y repotenciación con amplia diversificación en los combustibles y tecnologías de generación, por lo que 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 como 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 la regla de juego del Mercado Eléctrico Mayorista. 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.

En el gráfico y la 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. Cabe destacar que para el año 2021 el costo marginal promedio fue 9.36 centavos de dólar por kilovatio hora.



**Ilustración 4. Costo marginal de energía en el Mercado Spot promedio mensual y precio del petróleo WTI año 2021**

**Tabla 2. Costo marginal de energía en el mercado Spot (centavos de dólar/KWh)**

Costo Marginal de Energía en el mercado Spot (UScent/KWh)																						
Mes/Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	-	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	7.74
Febrero	-	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	7.99
Marzo	-	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	7.35
Abril	-	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	7.92
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	7.87
Junio	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	7.71
Julio	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	7.11	8.26
Agosto	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	8.96	9.10
Septiembre	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	10.40	12.69
Octubre	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	6.06	11.55
Noviembre	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	4.68	12.61
Diciembre	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	4.26	11.47
Promedio	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	6.74	9.36
PRECIO PETROLEO WTI (USD/Bbl)	30.4	26.0	26.2	31.1	141.5	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	39.23	67.99

## 2.4. Aporte de generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) año 2021

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 año 2021.

**Tabla 3. Centrales de generación eléctrica del SENI**

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	FUENTE PRIMARIA DE ENERGIA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA GENERADA 2021 (GWH)
AES ANDRES	AES ANDRES	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	319	2,072.88



SAN FELIPE	SAN FELIPE	CICLO COMBINADO	FUEL # 6 Y #2	185	-
	CESPM 3	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	100	526.55
CESPM	CESPM 2	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	100	635.38
	CESPM 1	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	100	456.97
CDEEE	PUNTA CATALINA 1	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	376	2,266.08
	PUNTA CATALINA 2	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	376	2,096.67
	CENTRAL RIO 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	0.24
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	2,167.10
EGEHID	HIDROELÉCTRICAS	HIDROELÉCTRICA	AGUA	624	1,470.63
GPLV	LA VEGA	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	92	395.02
	PALAMARA	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	107	242.38
EGEHAINA	BARAHONA CARBÓN	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	54	342.63
	SAN PEDRO VAPOR	TURBINA DE VAPOR	FUEL # 6	33	-
	SULTANA DEL ESTE	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	153	253.05
	QUISQUEYA 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	GAS NATURAL	225	1,321.23
	HAINA TG	TURBINA DE GAS	FUEL # 2	103	44.86
	PARQUE EÓLICO LOS COCOS Y QUILVIO CABRERA	EÓLICO	VIENTO	85	209.15
	PARQUE EÓLICO LARIMAR I	EÓLICO	VIENTO	50	194.24
	PARQUE EÓLICO LARIMAR II	EÓLICO	VIENTO	50	139.03
	PARQUE SOLAR GIRASOL	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	100	101.02
	PALENQUE	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	26	43.17
ITABO	ITABO 1	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	128	445.58
	ITABO 2	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	132	866.20
	SAN LORENZO 1	TURBINA DE GAS	FUEL # 2	34	-
LAESA	PIMENTEL 1	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	32	173.01
	PIMENTEL 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	28	154.91
	PIMENTEL 3	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	52	320.05
SAN PEDRO BIO-ENERGY	SAN PEDRO BIO-ENERGY	TURBINA DE VAPOR	BIOMASA	30	198.08
MONTECRISTI SOLAR	MONTECRISTI SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	58	99.08
ELECTRONIC JRC	MONTE PLATA SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	30	47.30
EMERALD SOLAR ENERGY	PARQUE SOLAR CANOA	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	25	59.88
WCG ENERGY LTD	PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	98.47
METALDOM	METALDOM	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	42	47.50
MONTE RIO	BERSAL	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	25	16.50
	INCA KM 22	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	15	8.93
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	GAS NATURAL	108	407.53
	ESTRELLA DEL MAR 3	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	150	40.45

LEAR INVESTMENTS	MONTE RIO	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	100	239.51
PVDC	QUISQUEYA 1	MOTOR DE COMBUSTIÓN	GAS NATURAL	225	295.51
IC POWER DR	PARQUE EÓLICO AGUA CLARA	EÓLICO	VIENTO	50	175.46
PECASA	PARQUE EÓLICO GUANILLO	EÓLICO	VIENTO	50	193.86
GRUPO EÓLICO DOMINICANO	PARQUE EÓLICO MATAFONGO	EÓLICO	VIENTO	34	115.39
POSEIDÓN ENERGÍA RENOVABLE	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS	EÓLICO	VIENTO	48	179.98
LOS ORÍGENES	LOS ORÍGENES POWER PLANT	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	61	189.90
PARQUE EÓLICO BEATA	PARQUE FOTOVOLTAICO BAYASOL	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	79.76
<b>TOTAL</b>				<b>5,242</b>	<b>19,431.14</b>

## 2.5. Inyección de energía al SENI por todas las empresas del sistema, año 2021

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, cada central tiene características específicas que influirán en la cantidad de energía que esta produce.

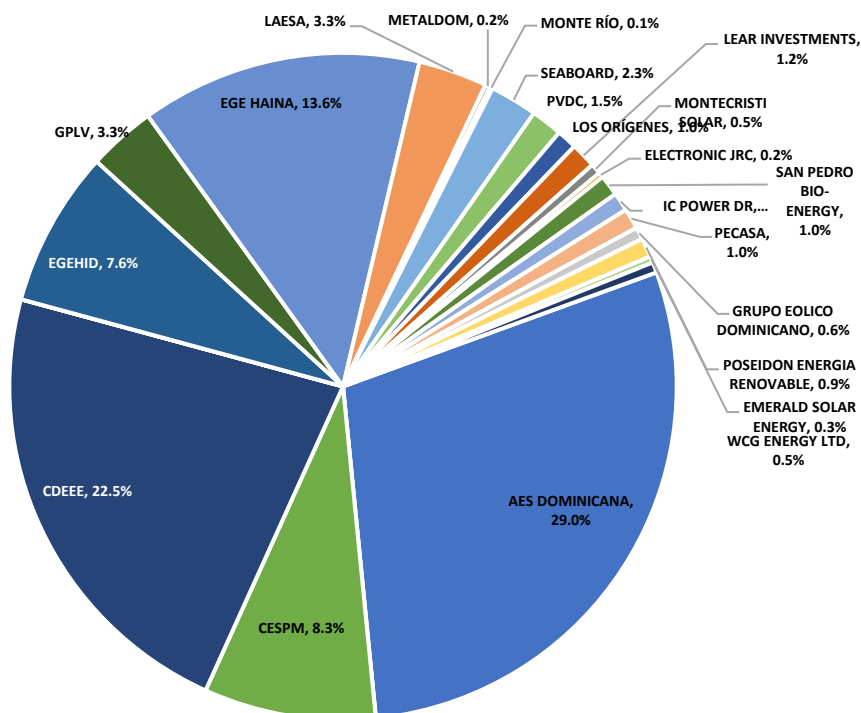


Ilustración 5. Energía generada por empresa en porcentaje (%) año 2021

Tabla 4. Energía generada por empresa en GWh

EMPRESA	ENERGÍA GENERADA AÑO 2021 (GWh)
AES DOMINICANA	5,632
SAN FELIPE	-
CESPM	1,619
CDEEE	4,363
CEPP	-
EGEHID	1,471
GPLV	637
EGE HAINA	2,648
LAESA	648
SAN PEDRO BIO-ENERGY	198
MONTECRISTI SOLAR	99
ELECTRONIC JRC	47
EMERALD SOLAR ENERGY	60
WCG ENERGY LTD	98

METALDOM	47
MONTE RIO	25
SEABOARD	448
LEAR INVESTMENTS	240
PVDC	296
IC POWER DR	175
PECASA	194
GRUPO EOLICO DOMINICANO	115
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE	180
LOS ORÍGENES	190
<b>TOTAL</b>	<b>19,431</b>

## **2.6. Matriz energética instalada por tipo de combustible**

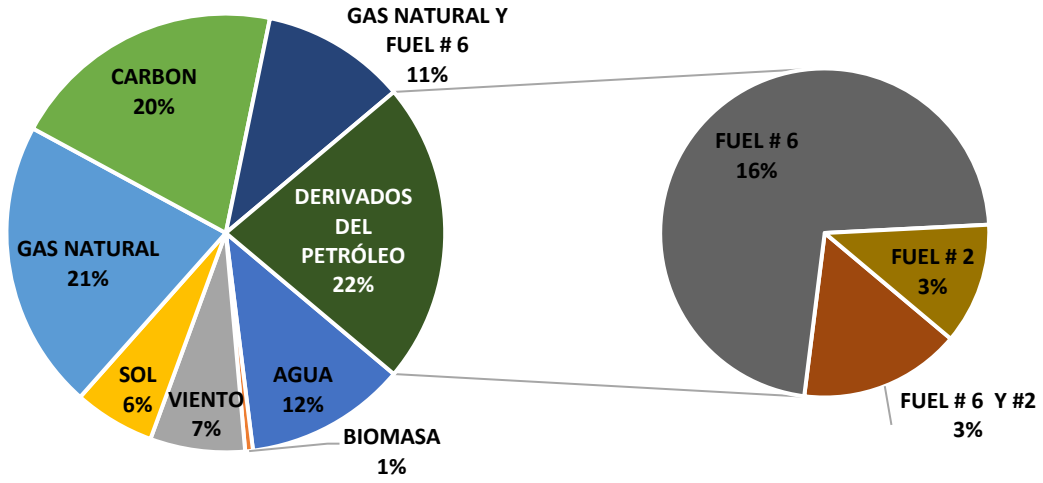
La capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado al mes de diciembre 2021 fue de unos 5,242 MW. De estos, unos 3,908.4 MW son de origen convencional representando un 74.6 % del total general, 366.6 MW son provenientes de centrales eólicas para un 7.0%, 313 MW solar fotovoltaica que representa un 6.0%, 30 MW provienen de biomasa representando un 0.6% y finalmente 624 MW son de origen hídrico, siendo esto un 11.9% de la capacidad total instalada.

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

**Tabla 5. Capacidad instalada por fuente primaria de energía**

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA (MW)
AGUA	624.0
VIENTO	366.6
SOL	313.0
BIOMASA	30.0
GAS NATURAL	1119.0
GAS NATURAL Y FUEL #6	558.5
CARBÓN	1,065.6
DERIVADOS DEL PETRÓLEO	1,165.3
<b>TOTAL</b>	<b>5,241.9</b>

*Ilustración 8. Capacidad instalada por fuente primaria de energía.*



## **2.7. Energía (GWh) generada mensualmente por todas las centrales de generación interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) año 2021**

		Energía Producida 2021(GWh) 1GWh = 1,000,000 kWh												
EMPRESA	CENTRAL	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
AES ANDRES	AES ANDRES	193.95	175.09	190.86	181.97	178.47	109.01	105.16	168.81	182.75	184.93	197.29	204.59	2,072.88
	SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	CESPM 3	12.94	53.62	49.48	57.61	57.63	51.57	52.78	41.72	48.18	19.53	27.38	54.10	526.55
	CESPM 2	58.35	36.10	54.21	58.05	60.46	48.92	55.10	49.37	52.99	56.02	49.72	56.11	635.38
	CESPM 1	24.04	45.86	49.96	53.49	51.13	41.00	48.84	34.33	50.39	41.78	-	16.15	456.97
CDEEE	PUNTA CATALINA 1	213.07	191.63	209.98	164.26	197.26	219.73	208.75	177.85	174.30	192.19	156.02	161.05	2,266.08
	PUNTA CATALINA 2	10.75	0.00	96.70	233.20	241.59	215.77	235.00	228.22	168.67	238.00	230.31	198.47	2,096.67
	CENTRAL RIO SAN JUAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEPP	CEPP 1	0.00	-	0.00	-	-	0.00	0.00	0.00	-	0.00	0.00	-	0.00
	CEPP 2	0.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.24
DPP	LOS MINA 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LOS MINA 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LOS MINA 7	155.68	181.18	188.09	107.33	182.00	188.60	208.14	179.94	207.32	212.56	205.66	150.60	2,167.10
EGEHID	HIDROELECTRICAS	107.85	98.40	132.38	126.60	121.47	150.54	134.82	157.29	105.41	125.39	100.80	109.69	1,470.63
GPLV	LA VEGA	29.40	23.57	23.24	22.71	34.21	30.23	37.17	40.65	46.78	38.38	38.09	30.58	395.02
	PALAMARA	15.98	19.70	6.08	6.84	7.15	12.15	10.53	45.95	40.43	29.57	25.78	22.22	242.38
EGEHAINA	BARAHONA CARBÓN	28.94	29.92	33.67	29.02	34.66	30.65	29.11	29.89	31.05	32.34	16.90	16.48	342.63
	SAN PEDRO VAPOR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SULTANA DEL ESTE	33.59	19.09	20.16	16.81	10.32	14.81	16.79	17.56	35.83	28.18	22.97	16.93	253.05
	QUISQUEYA 2	121.34	104.48	122.93	107.08	95.67	99.90	103.79	87.53	116.05	120.70	119.40	122.37	1,321.23
	HAINA TG	1.62	2.25	1.33	-	1.91	4.21	0.42	6.48	11.83	-	6.68	8.14	44.86
	PARQUE EÓLICO LOS COCOS Y QUILVIO CABRERA	17.31	26.29	21.01	15.40	19.53	23.31	22.98	15.93	6.81	9.62	9.49	21.47	209.15

	PARQUE EÓLICO LARIMAR I	13.59	21.62	16.59	14.47	18.44	21.83	23.58	17.15	8.33	10.76	10.63	17.26	194.24
	PARQUE EÓLICO LARIMAR II	7.18	17.60	12.86	9.80	13.14	15.60	17.95	12.62	5.34	7.10	6.96	12.88	139.03
	PARQUE SOLAR GIRASOL	-	-	-	-	-	-	7.86	19.93	21.30	16.69	18.06	17.18	
	PALENQUE	8.70	6.39	2.78	3.44	1.25	1.41	0.66	2.32	7.02	5.03	3.25	0.92	43.17
ITABO	ITABO 1	4.20	-	-	-	-	14.90	74.50	73.01	78.22	80.48	76.05	44.22	445.58
	ITABO 2	84.45	74.36	80.88	82.68	79.18	75.22	79.66	79.51	81.12	76.75	48.87	23.52	866.20
	SAN LORENZO 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LAESA	PIMENTEL 1	10.90	11.81	12.55	10.91	15.88	15.47	19.62	17.43	17.40	11.19	13.78	16.08	173.01
	PIMENTEL 2	8.33	7.82	12.11	12.16	13.70	10.22	15.66	14.87	16.79	16.33	14.37	12.55	154.91
	PIMENTEL 3	23.80	18.45	20.95	27.22	30.74	27.64	23.66	32.78	32.42	31.70	25.96	24.75	320.05
SAN PEDRO BIO-ENERGY	SAN PEDRO BIO-ENERGY	17.75	17.39	19.30	19.49	19.95	18.94	18.72	19.55	16.71	13.33	6.48	10.47	198.08
MONTECRISTI SOLAR	MONTECRISTI SOLAR	7.76	8.06	9.00	8.77	9.15	8.69	7.94	8.21	8.29	8.07	7.58	7.55	99.08
ELECTRONIC JRC	MONTE PLATA SOLAR	3.78	3.88	4.34	4.26	4.28	3.62	4.01	3.93	4.28	3.73	3.60	3.59	47.30
METALDOM	METALDOM	9.24	2.37	1.03	0.84	1.13	2.64	0.65	4.53	12.13	4.28	5.00	3.66	47.50
MONTE RIO	BERSAL	1.66	0.83	0.32	0.25	0.75	0.91	0.61	1.50	4.33	1.98	1.92	1.43	16.50
	INCA KM 22	1.17	0.77	0.09	0.34	0.21	0.28	0.30	3.00	0.63	0.86	0.86	0.42	8.93
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR 2	50.05	38.72	21.46	29.12	29.15	24.02	25.05	6.28	28.88	40.51	61.26	53.02	
	ESTRELLA DEL MAR 3	-	-	-	-	-	-	-	-	0.13	1.04	14.49	24.80	40.45
LEAR INVESTMENTS	MONTE RIO	30.87	12.19	21.79	23.28	7.58	13.03	11.98	16.70	41.11	17.19	25.25	18.55	239.51
PVDC	QUISQUEYA 1	17.64	19.45	18.85	27.78	31.15	26.63	25.07	12.26	20.09	16.01	44.00	36.57	295.51
IC POWER DR	PARQUE EÓLICO AGUA CLARA	11.82	19.68	14.85	11.71	16.32	18.83	21.34	18.97	8.67	8.42	10.01	14.82	175.46
PECASA	PARQUE EÓLICO GUANILLO	14.65	18.84	19.17	16.40	17.07	17.90	20.91	19.45	12.05	9.57	11.44	16.41	193.86
GRUPO EOLICO DOMINICANO	PARQUE EÓLICO MATAFONGO	9.64	13.14	11.16	8.50	11.14	12.56	12.97	9.58	4.30	5.25	6.48	10.65	115.39
EMERALD SOLAR ENERGY	PARQUE SOLAR CANOA	4.96	4.82	5.53	5.16	5.45	4.94	4.81	4.88	4.98	4.74	4.74	4.88	59.88
WCG ENERGY LTD	PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	7.55	8.02	8.96	8.80	8.45	7.63	8.32	8.37	8.89	7.68	8.29	7.51	98.47
POSEIDON ENERGÍA RENOVABLE	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS	13.17	20.43	17.04	14.29	19.08	21.36	21.65	18.91	8.75	6.53	7.40	11.37	179.98
LOS ORÍGENES	LOS ORÍGENES POWER PLANT	10.53	11.61	7.21	11.51	12.29	14.62	10.35	12.91	24.66	21.78	26.90	25.54	189.90
PARQUE EÓLICO BEATA	PARQUE FOTOVOLTAICO BAYASOL	-	-	3.57	7.66	8.19	8.49	9.03	8.81	9.19	8.06	8.25	8.52	
		1,398.46	1,365.42	1,542.49	1,539.21	1,667.13	1,627.78	1,736.20	1,728.98	1,764.77	1,764.25	1,678.38	1,618.07	19,431.14

## 2.8. Mercado spot y precio monómico de generación

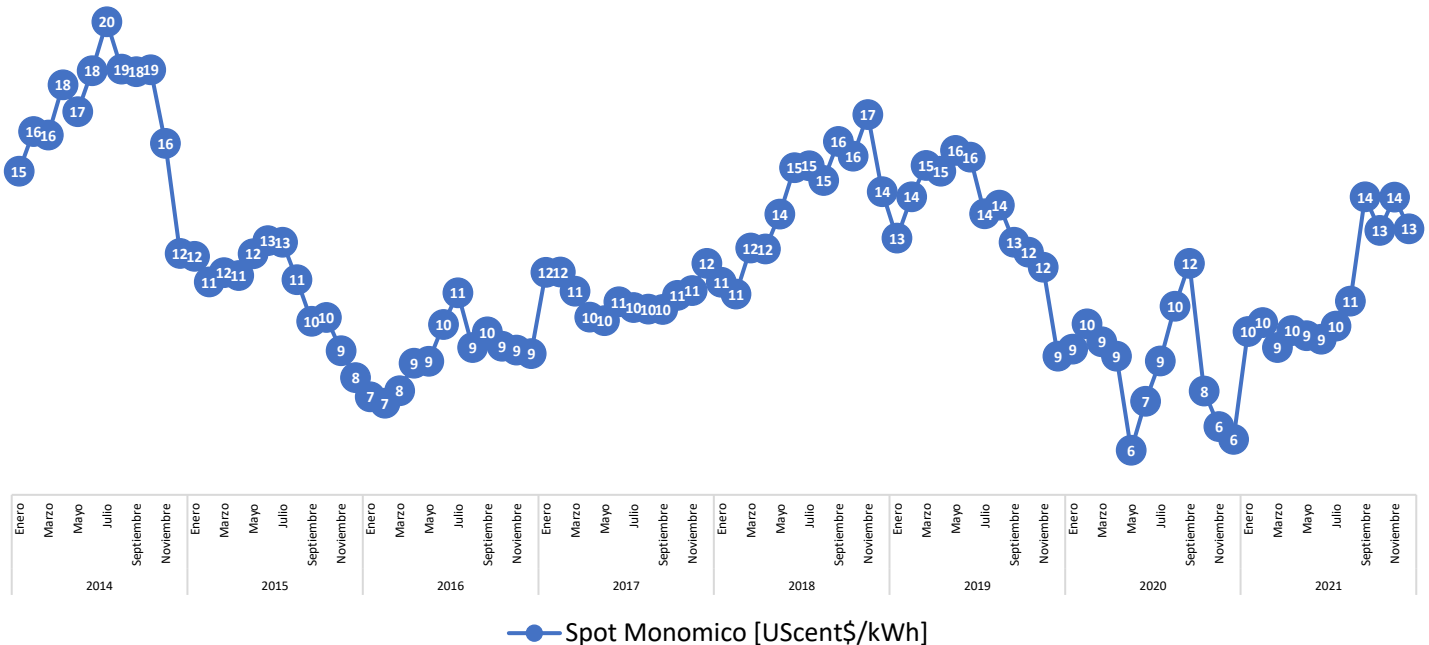
Empresas distribuidoras participaron en el mercado spot en una proporción de 20% en compra de energía y 60% en de potencia

El precio monómico promedio de generación en el mercado spot para el año 2021 fue 11.0 centavos de dólares por kilovatio hora. Este precio se refiere al costo de la energía y potencia en el mercado spot, el cual 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.

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 20% en compra de energía y 60% en compra de potencia. Del mismo modo participaron en el mercado de contratos con el restante 80% en energía y el 40% en potencia.

**Ilustración 6. Precio spot monómico [centavos de dólar/kWh]**



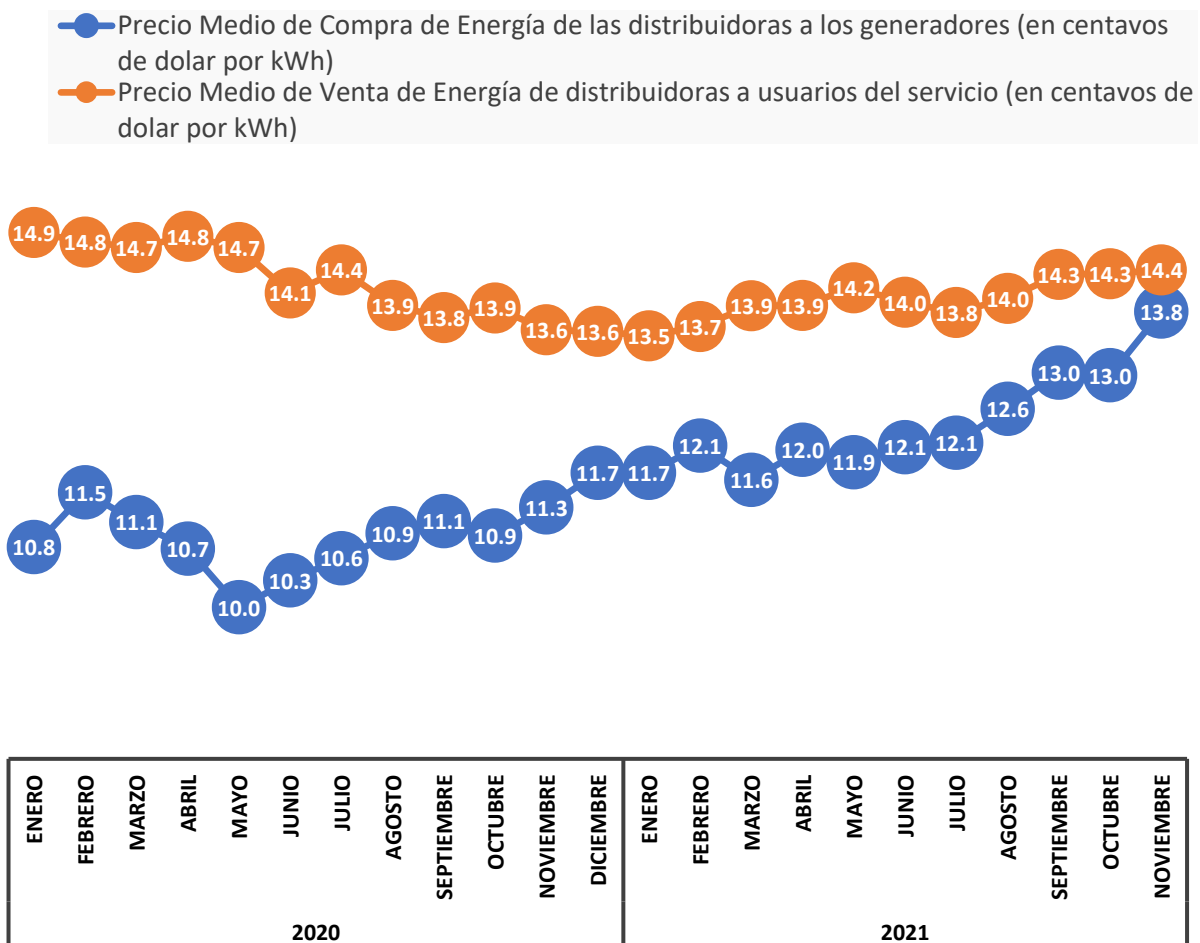
## 2.9. Precio medio de compra-venta de energía de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kwh

Los cambios en la matriz de generación, sobre todo las conversiones de centrales existentes a gas natural, han permitido que los precios de venta de las empresas generadoras a las EDE se mantengan estables. En la gráfica 7 se puede apreciar un incremento a final de año en el precio debido a las alzas experimentados en

combustibles tales como el carbón y derivados del petróleo.

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 7. Precio medio de compra a los generadores y venta de energía al consumidor de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kWh**





## 2.10. Apagones para los clientes de las empresas distribuidoras.

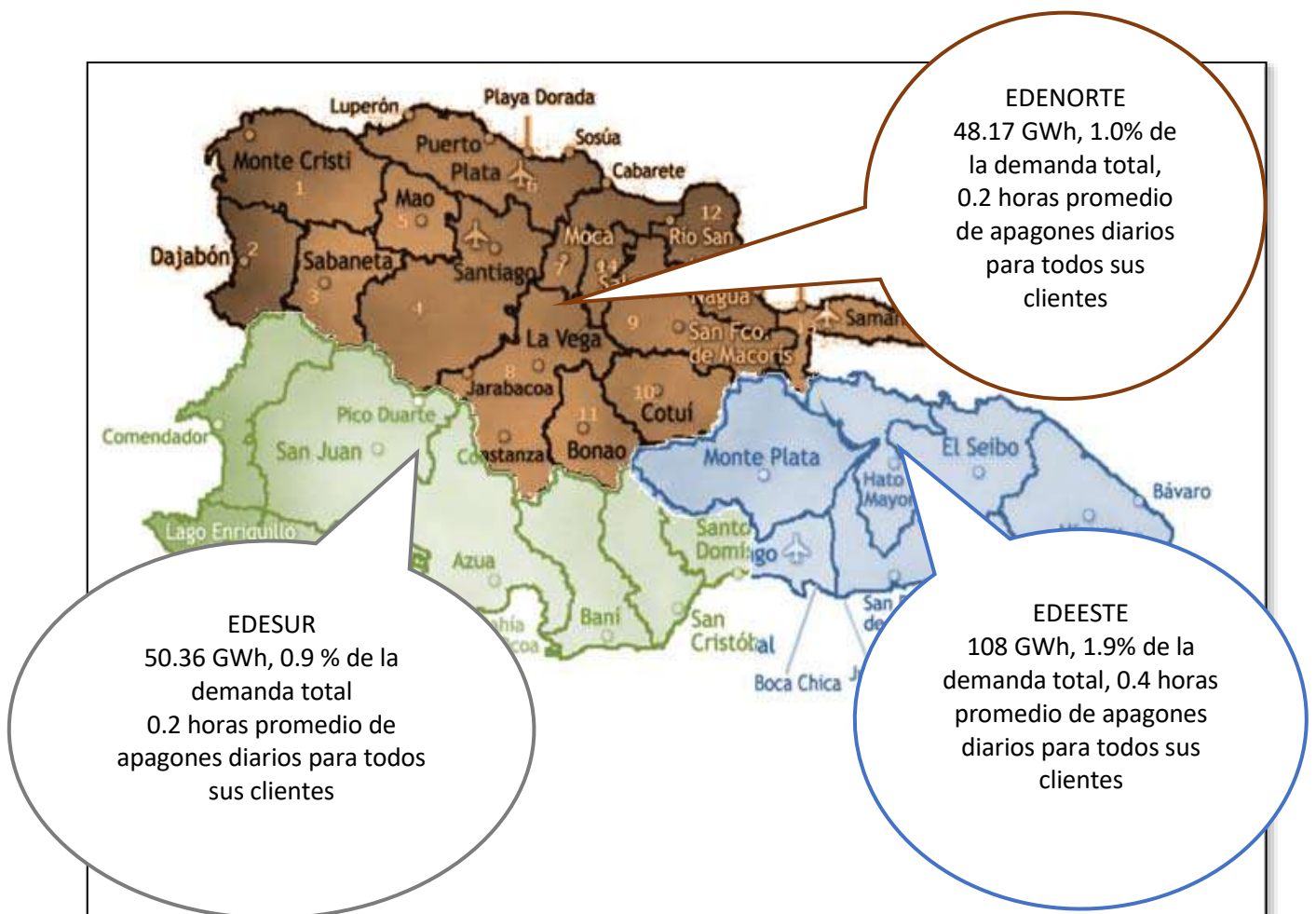
Entre las empresas de distribución la que registró mayores apagones en el año 2021 fue EDEESTE con 108 GWh de energía no suministrada, lo que representó un 1.9% de energía no servida y lo que se traduce en 0.4 horas promedio de apagones diarios para todos sus usuarios.

Por su parte, EDESUR alcanzó 50.36 GWh lo que a su vez representó un 0.9 % de energía no servida para esta región. Esta situación provocó que en promedio todos los clientes de EDESUR recibieran 0.2 horas de apagones diarios. Finalmente, EDENORTE registró 48.17 GWh de energía no suministrada lo que representó un 1.0% traduciéndose en 0.2 horas de apagones diarios para todos sus usuarios.

Cabe destacar que a partir de mediados del año 2020 los apagones se redujeron significativamente. A partir de este mes los apagones que recibieron los clientes de las empresas distribuidoras se debieron meramente a situaciones técnicas de la red de distribución o transmisión. Las principales causas de la energía no suministrada fueron los mantenimientos programados y la protección de los equipos de distribución, a tales fines se debe hacer énfasis en mejorar la programación de los mantenimientos, priorizar los trabajos con tensión y actuar en la mejora de la red de distribución.

El abastecimiento casi en su totalidad de la demanda eléctrica es un hito importante para el país, pues reduce de manera significativa las pérdidas experimentadas por los clientes de las empresas distribuidoras al recibir los cortes de electricidad. Siempre hemos sido de opinión que "la energía más cara es la que no se da". Esta atinada medida del gobierno le evita incurrir a la población y a las empresas en inversiones millonarias para paliar los efectos de los apagones.

Ilustración 8. Energía no suministrada desglosada por región



## 2.11. Resumen de la deuda de la CDEEE y EDE a generadoras miembros de ADIE en millones de dólares

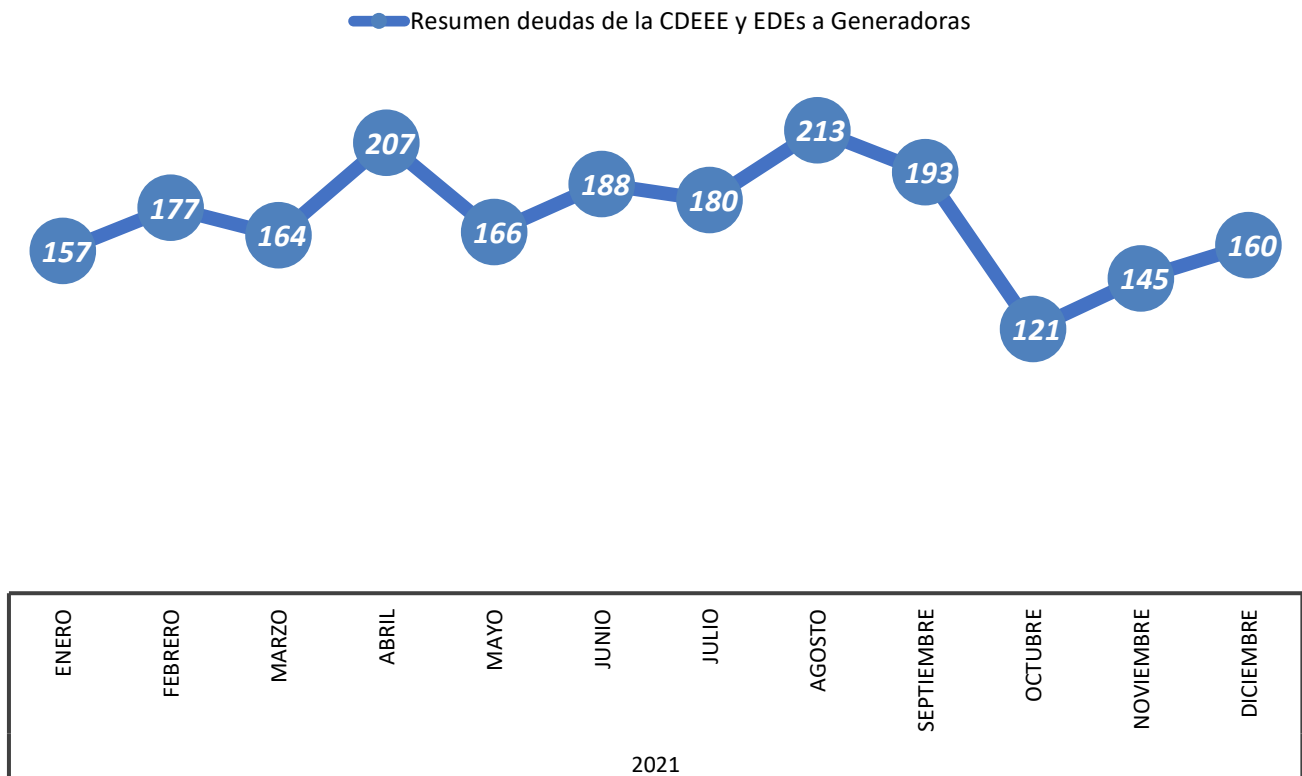
La deuda de las empresas distribuidoras con las empresas generadoras estuvo por los 173 millones de dólares valor promedio mensual durante el año 2021.

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 este gráfico se puede apreciar que el valor promedio mensual adeudado para el año 2021 fue 173 millones de dólares. El mes donde se apreció la deuda más alta fue agosto con 213 millones de dólares.

Gran parte de la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico descansa en la honra de los compromisos de pago de manera oportuna en toda la cadena de valor.

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](http://www.adie.org.do) donde se encuentra una tabla con el dato completo de los valores adeudados.

**Ilustración 9. Resumen deudas de la CDEEE y EDE a generadoras miembros de ADIE en millones de dólares**



## **2.12. Indicadores Empresas de Distribución**

*El nivel de cobranza con respecto a la energía facturada en los meses de enero a noviembre 2021 fue de un 95% promedio mientras que las pérdidas de energía promedio fueron 33%.*

En los meses de enero a noviembre 2021<sup>1</sup> el precio promedio al que las empresas distribuidoras adquirieron la energía que sirvieron fue de 12.37 centavos de dólar por cada kilovatio hora, mientras que lo facturaron a un precio promedio de 14.01 centavos de dólar por kilovatio hora, resultando del ejercicio un margen de venta para las empresas distribuidoras de 1.64 centavos de dólar por cada kilovatio hora vendido.

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%. En los meses de enero a noviembre del 2020 las pérdidas alcanzaron en 33%, de igual forma en el 2021 en el período enero noviembre se mantuvieron en 33%. Hay que destacar que cada una de estas EDE tiene realidades diferentes, Edeeste, por ejemplo, mantiene niveles de pérdidas de 49% en 2021; Edesur, de su lado, alcanzó un 26% en este 2021 y finalmente, Edenorte se mantuvo en 22%. Este incremento en las pérdidas en los años 2020 y 2021 se produjo en parte por las medidas adoptadas por los gobiernos para enfrentar los efectos de la pandemia causada por el COVID -19.

De las tres empresas distribuidoras Edeeste resulta presentar los resultados más deficientes. Esta empresa registró 49% de pérdidas promedio en los meses de enero a noviembre del 2021 destacando el mes de mayo donde este valor fue 53% y el valor más bajo en noviembre donde alcanzó 42%.

Es importante destacar que las empresas de distribución, gestionadas desde el Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras de Eléctrica, se encuentran implementando proyectos e iniciativas para reducir los niveles de pérdidas históricamente presentes en las tres compañías. En el 2021 se pudieron apreciar los resultados preliminares de los mismos, pero es importante que los mismos sigan consolidándose para revertir la situación de las tres distribuidoras.

A continuación, presentamos una tabla donde se presentan los principales indicadores de desempeño de las empresas de distribución en el año 2021:

---

<sup>1</sup> Estos datos se obtienen de los informes publicados por la CDEEE y solo están disponibles hasta noviembre 2021.

**TABLA VIII: PRINCIPALES INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL 2021**

INDICADOREMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	33%	29%	36%	33%	38%	32%	36%	34%	33%	30%	28%
Edenorte	22%	15%	26%	23%	27%	21%	27%	23%	19%	22%	17%
Edesur	25%	22%	28%	26%	32%	24%	30%	27%	28%	24%	24%
Edeeste	51%	48%	52%	49%	53%	51%	50%	52%	50%	43%	42%
<b>PRECIOMEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWh)</b>	11.74	12.09	11.65	12.04	11.88	12.07	12.13	12.57	13.05	13.01	13.85
Edenorte	11.94	12.50	11.97	12.20	12.10	12.22	12.47	13.02	12.83	13.01	13.77
Edesur	11.95	12.28	11.93	12.23	12.02	12.25	12.24	12.82	13.17	13.16	13.96
Edeeste	11.36	11.57	11.09	11.72	11.55	11.76	11.73	11.92	13.11	12.87	13.79
<b>PRECIOMEDIO DE VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWh)</b>	13.53	13.65	13.92	13.93	14.16	13.97	13.83	14.02	14.33	14.34	14.39
Edenorte	12.94	12.94	13.17	13.28	13.48	13.40	13.30	13.55	14.02	13.57	13.87
Edesur	14.18	14.43	14.50	14.41	14.84	14.51	14.33	14.43	14.69	14.82	14.93
Edeeste	13.34	13.46	14.04	14.08	14.06	13.92	13.83	14.05	14.25	14.62	14.31
<b>MARGEN DE GANANCIA VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWh)</b>	1.79	1.56	2.27	1.89	2.28	1.89	1.70	1.44	1.28	1.33	0.55
Edenorte	0.99	0.43	1.19	1.08	1.38	1.18	0.83	0.53	1.18	0.56	0.10
Edesur	2.23	2.14	2.57	2.18	2.82	2.25	2.09	1.61	1.52	1.66	0.97
Edeeste	1.98	1.89	2.95	2.37	2.51	2.16	2.10	2.13	1.14	1.75	0.52
<b>COBRANZAS (%)</b>	87.7%	93.9%	101.5%	93.5%	93.9%	94.8%	99.2%	95.1%	92.8%	95.3%	94.5%
Edenorte	89.0%	94.5%	102.0%	92.0%	93.4%	93.4%	99.7%	93.4%	91.2%	104.6%	95.2%
Edesur	87.8%	92.4%	102.4%	95.9%	94.9%	93.8%	102.2%	98.0%	95.8%	96.6%	100.2%
Edeeste	85.6%	95.5%	99.4%	91.8%	92.9%	98.3%	94.1%	92.8%	90.4%	83.1%	85.9%

**Tabla 6. Principales indicadores de desempeño de las empresas de distribución año 2021<sup>2</sup>**

<sup>2</sup> Estos datos se obtienen de los informes publicados por la CDEEE y solo están disponibles hasta noviembre 2021.

### **3. Conclusiones**

Para el año 2021 hubo un incremento significativo de la demanda de energía eléctrica de un 10% frente al mismo periodo del 2020 como resultado de la reactivación económica del país. En el mes de enero la demanda de energía disminuyó 0.5% con relación a enero 2020, pero a partir de febrero la demanda creció progresivamente, 1.34% febrero 2021 frente a febrero 2020, 17.15% marzo, 19.01% abril, 15.23% en mayo, 12.30% en septiembre, 16.25% en noviembre, y finalmente 11.49% en diciembre, resultando este balance importante entre la reactivación de la economía y la demanda incremental de energía para satisfacer esa necesidad adicional de la población y empresas.

En cuanto a las pérdidas de energía de las empresas distribuidoras, aunque se constataron proyectos exitosos para mejorar los indicadores, cerraron en promedio en 33%. Esto representó un incremento de un 6% si la comparamos con el año 2019 cuando cerraron en 27% y se mantuvieron igual al 2020 cuando, para el periodo enero noviembre, cerraron en 33%. El indicador estuvo impactado por mayor abastecimiento de la demanda de los clientes y el aumento significativo de la demanda, según fue señalado.

Bajo el amparo de estos datos, podemos concluir que el reto principal 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.



Síguenos en las redes  
@adiedominicana



Tel: 809.547.2109 Email: [info@adie.org.do](mailto:info@adie.org.do)  
Av. Gustavo Mejia Ricart, esq. Abraham Lincoln, Torre Piantini, 13vo piso, Local 1303.  
Ens. Piantini, Santo Domingo, R.D.  
<http://www.adie.org.do>