



INFORME

2023

ADIE ASOCIACIÓN
DOMINICANA
DE LA INDUSTRIA
ELÉCTRICA

ÍNDICE

CONTENIDO DEL INFORME

1. Introducción	1
2. Principales indicadores del sector eléctrico	1
2.1. La matriz de generación del SENI se diversifica con enfoque en renovables	2
2.2. Oferta de energía que estuvo disponible superó en 37% la demanda abastecida del sistema	2
2.3. Costo marginal de energía histórico en el mercado spot	3
2.4. Aporte de generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) año 2023	3
2.5. Matriz energética instalada por tipo de combustible	4
2.6. Mercado spot y precio monómico de generación	4
2.7. Precio medio de compra y venta de energía de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kwh	5
2.8. Resumen de la deuda de la CDEEE y EDE a generadoras miembros de ADIE en millones de dólares	5
2.9. Indicadores Empresas distribuidoras de electricidad Edesur, Edeeste y Edenorte	6
3. Conclusiones	7

INFORME 2023

La República Dominicana cuenta con un parque de generación compuesto por una matriz que incluye tecnología como ciclos combinados, motores de combustión interna, turbinas de vapor, turbinas de gas, hidroeléctricas, eólica y centrales solares fotovoltaicas; siendo el carbón, el gas natural, sol, viento, agua, biomasa y los derivados del petróleo, las fuentes primarias que proporcionan la energía para la generación e inyección al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

Al mes de diciembre de 2023, la capacidad total instalada en el SENI fue de unos 5,673 MW. De esta capacidad, 3,927 MW se originan en fuentes convencionales, representando un 72% del total general, 417 MW son provenientes de centrales eólicas para un 7%, 675 MW corresponde a energía solar fotovoltaica que representa un 12%, de biomasa provienen 30 MW representando un 1% y, 624 MW son de origen hídrico, siendo esto un 11% de la capacidad total instalada.

En el año 2023, el SENI se abasteció de energía mediante diversas fuentes primarias. El 40% de esta provino de gas natural, seguido por el carbón con un 31%. Los derivados de petróleo representaron el 12%, mientras que el agua, la biomasa, el viento y el sol contribuyeron con el 5%, 1%, 5% y 6% respectivamente.

Además, entraron en operación unos 270 MW adicionales de energía solar y se espera que en el presente año 2024 siga creciendo debido a los parques de energía renovable que se encuentran en construcción.

Aparte de la generación con fuentes renovables, en el año 2023 entraron al sistema 379 MW de generación convencional. Con los 270 MW renovables y los 379 MW convencionales, el sistema recibió 649 MW de nueva potencia. Todos estos proyectos han sido ejecutados por empresas privadas.

2. Principales indicadores del sector eléctrico

2.1 La matriz de generación del SENI se diversifica con enfoque en renovables

En comparación con otras de Centroamérica y el Caribe, la República Dominicana posee hoy en día una de las más diversas matrices de generación eléctrica. Esto ha sido posible mayormente debido al impulso de la inversión privada durante la última década.

En el año 2000 estaba compuesta en 88% derivados del petróleo, 3% carbón y 9% hidroeléctricas. Luego de las primeras inversiones que siguieron al proceso de capitalización, específicamente en el año 2004, un 72% era producida con derivados del petróleo; 4% con gas natural; 12%, carbón y 12% hidroeléctricas. Las inversiones privadas han continuado, y en el 2023 la República Dominicana contaba con una matriz mucho más diversificada, incorporando nuevas fuentes de generación renovables.

En el año 2023 la energía fue abastecida en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado por las siguientes fuentes primarias: gas natural 40%, carbón 31%, derivados de petróleo 12%, agua 5%, biomasa 1%, viento 5% y sol 6%.

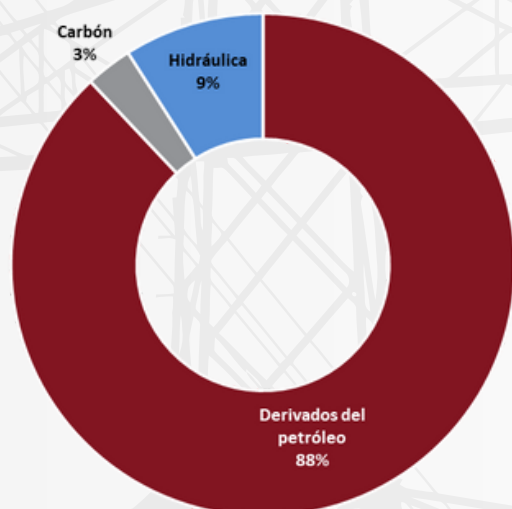


Ilustración 1. Matriz de generación año 2000

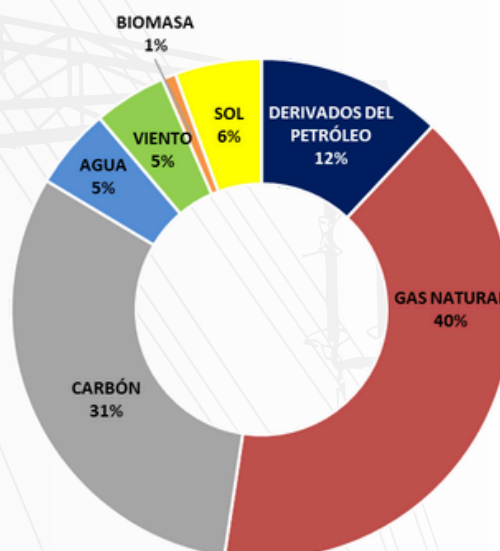


Ilustración 2. Matriz de generación año 2023

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	ENERGÍA (GWh)
AGUA	1,136.23
VIENTO	1,017.75
SOL	1,212.05
BIOMASA	198.16
GAS NATURAL	8,772.11
CARBÓN	6,768.85
DERIVADOS DEL PETRÓLEO	2,595.51
TOTAL	21,700.65

2.2 Oferta de energía que estuvo disponible superó en 37% la demanda abastecida del sistema.

Para el 2023, hubo un incremento de la demanda de un 8% frente al 2022. En enero de 2023 la demanda disminuyó en un 2% en relación con enero del 2022, pero la misma creció en 1%, 3%, 5%, 8%, 8%, 12%, 6%, 15%, 16%, 11% y 7% respectivamente en los meses de febrero a diciembre 2023, frente al 2022.

La energía disponible en el año 2023 superó en un 37% a la demanda abastecida. Esta última se refiere a la electricidad que es consumida en el sistema, la cual alcanzó un valor acumulado de 21,701 GWh. La reserva acumulada en el sistema fue de 7,991 GWh. Entiéndase por reserva la oferta de energía que está disponible y no es requerida por el sistema.

Es decir, en el país existe suficiente energía para satisfacer la totalidad de la demanda, e incluso contamos con un porcentaje de energía disponible que no ha sido requerida por las empresas distribuidoras.

En el año 2023 la energía disponible estuvo por encima de la demanda abastecida en un 37%, lo cual representó 29,692.06 GWh. En otras palabras, las empresas generadoras de electricidad estaban dispuestas a generar un 37% más de energía de la que se les solicitó.

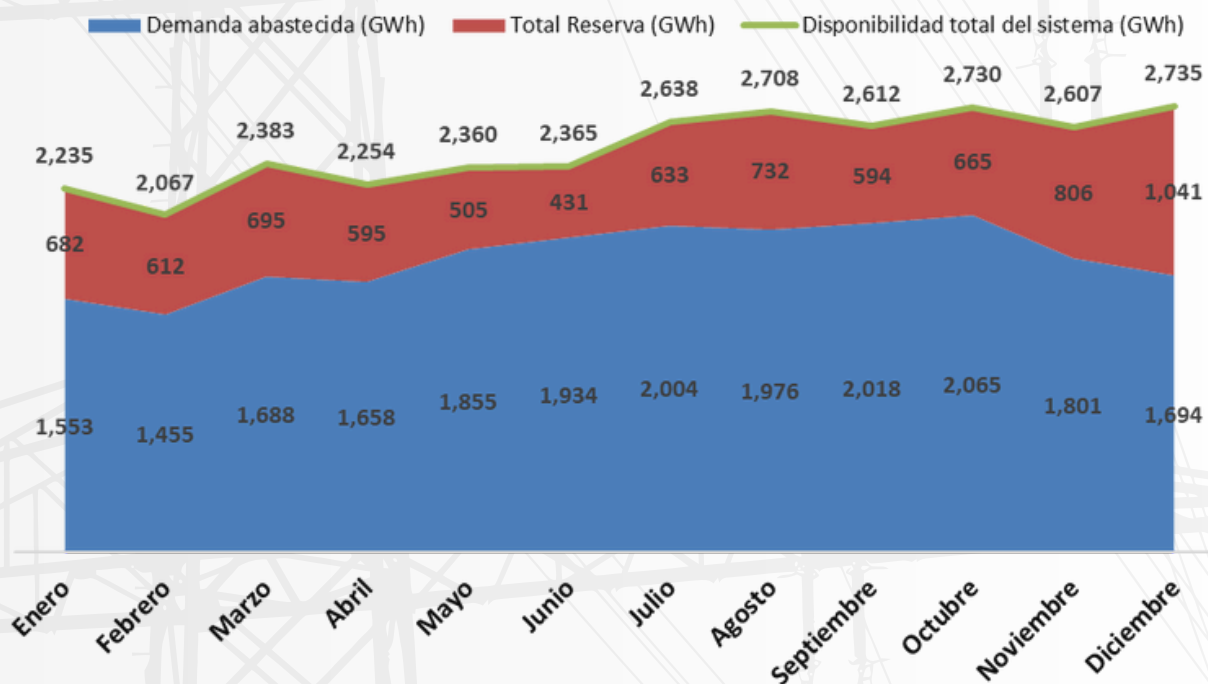


Ilustración 3. Disponibilidad, demanda abastecida y reserva del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) año 2023

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.

El 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 trabajado de manera constante para ampliar la oferta del sector generación y diversificar la matriz considerablemente, constituyendo un parque cada vez más eficiente. En 2023, 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, lo cual ha influido de manera positiva en la reducción del costo de generación.

Al observar la evolución de este costo se puede 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 duda, 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 presentados a continuación se describen los costos internacionales del petróleo y la evolución del costo marginal de generación del mercado spot desde el año 2010. Cabe destacar que para el año 2023, el costo marginal promedio fue 12.80 centavos de dólar por kilovatio hora.

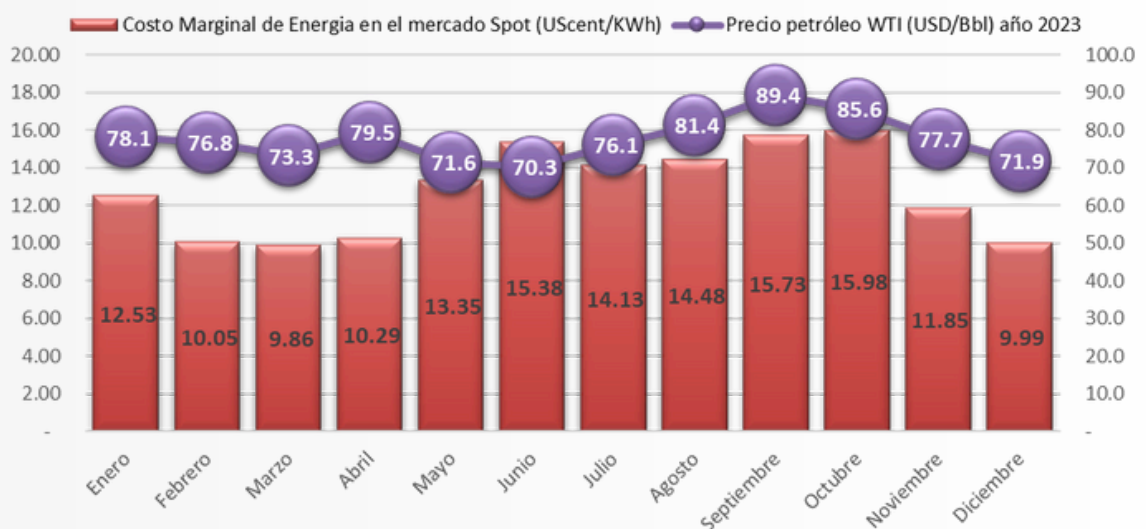


Ilustración 4. Costo marginal de energía en el Mercado Spot promedio mensual y precio del petróleo WTI año 2023

Mes/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	13.18	14.07	17.85	19.44	13.50	10.58	5.75	9.92	9.57	11.11	7.31	7.74	10.91	12.53
Febrero	15.43	14.79	19.30	20.53	14.71	9.57	5.47	9.80	8.95	12.41	8.09	7.99	10.05	10.05
Marzo	14.86	17.89	20.35	20.92	14.82	10.08	6.05	9.34	10.79	13.67	7.44	7.35	12.83	9.86
Abril	13.70	19.56	19.47	21.01	16.51	9.98	7.01	8.43	10.79	13.47	6.91	7.92	14.57	10.29
Mayo	14.37	21.06	19.80	19.87	15.64	10.81	7.17	8.44	12.04	14.29	3.90	7.87	17.25	13.35
Junio	13.37	19.78	20.28	17.96	17.06	11.26	8.38	9.07	13.64	14.05	5.70	7.71	15.59	15.38
Julio	13.00	20.68	20.21	17.98	18.81	11.26	9.53	8.94	13.79	12.20	7.11	8.26	13.01	14.13
Agosto	13.9	20.14	18.36	19.96	17.17	9.99	7.66	8.93	13.27	12.50	8.96	9.10	13.98	14.48
Septiembre	14.32	18.56	20.43	19.34	17.02	8.54	8.15	8.81	14.51	11.18	10.40	12.69	15.59	15.73
Octubre	13.41	19.87	20.56	16.49	17.17	8.71	7.65	9.36	14.03	10.88	6.06	11.55	13.42	15.98
Noviembre	12.24	18.79	19.74	15.79	14.53	7.42	7.40	9.37	15.43	10.26	4.68	12.61	12.63	11.85
Diciembre	12.57	17.89	18.39	13.79	10.77	6.54	7.33	10.32	12.79	7.23	4.26	11.47	11.23	9.99
Promedio	13.7	18.6	19.6	18.6	15.6	9.6	7.3	9.2	12.5	11.9	6.74	9.36	13.42	12.80
PRECIO PETRÓLEO WTI (USD/Bbl)	79.5	95.0	94.2	98.0	92.8	48.8	43.5	52.6	64.94	56.98	39.23	68.0	94.8	77.6

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

2.4 Aportes de generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) año 2023

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 2023.

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA GENERADA A 2023 (GWH)
AES ANDRÉS	AES ANDRÉS	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	319	1,759.27
SAN FELIPE	SAN FELIPE	CICLO COMBINADO	FUEL # 6 Y #2	-	-
CESPM	CESPM 3	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	100	588.79
			FUEL # 2		
	CESPM 2	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	100	507.89
			FUEL # 2		
	CESPM 1	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	100	625.37
			FUEL # 2		
CDEEE	PUNTA CATALINA 1	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	391	2,513.01
	PUNTA CATALINA 2	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	391	2,388.59
DPP	PARQUE ENERGÉTICO LOS MINA	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL	359	1,589.29
EGEHID	HIDROELÉCTRICAS	HIDROELÉCTRICA	AGUA	624	1,136.23
GPLV	LA VEGA	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	92	405.77
	PALAMARA	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	107	316.71
EGEHAINA	BARAHONA CARBÓN	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	53	238.13
	SULTANA DEL ESTE	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	51	241.64
	QUISQUEYA 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	GAS NATURAL Y FUEL #6	225	1,395.61
	HAINA TG	TURBINA DE GAS	FUEL # 2	100	84.09
	PARQUE EÓLICO LOS COCOS Y QUILVIO CABRERA	EÓLICO	VIENTO	85	173.84
	PARQUE EÓLICO LARIMAR I	EÓLICO	VIENTO	50	164.36
	PARQUE EÓLICO LARIMAR II	EÓLICO	VIENTO	48	117.61
	PARQUE SOLAR ESPERANZA	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	76	105.3
	PARQUE SOLAR GIRASOL	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	100	225.48
	PALENQUE	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	26	49.25

ITABO	ITABO 1	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	128	800.92
	ITABO 2	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	132	828.19
	SAN LORENZO 1	TURBINA DE GAS	FUEL # 2	34	
LAESA	PIMENTEL 1	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	31	140.40
	PIMENTEL 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	28	111.06
	PIMENTEL 3	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	51	293.31
SAN PEDRO BIO-ENERGY	SAN PEDRO BIO-ENERGY	TURBINA DE VAPOR	BIOMASA	30	198.16
MONTECRISTI SOLAR	MONTECRISTI SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	51	99.72
ELECTRONIC JRC	MONTE PLATA SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	30	45.45
EMERALD SOLAR ENERGY	PARQUE SOLAR CANOA	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	25	56.06
WCG ENERGY LTD	PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	99.36
METALDOM	METALDOM	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	42	80.37
MONTE RIO	BERSAL	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	25	25.93
	INCA KM 22	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	15	12.65
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	GAS NATURAL Y FUEL #6	111	506.05
	ESTRELLA DEL MAR 3	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	150	1,085.67
LEAR INVESTMENTS	MONTE RIO	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	100	395.85
PVDC	QUISQUEYA 1	MOTOR DE COMBUSTIÓN	GAS NATURAL Y FUEL #6	225	445.81
AGUA CLARA	PARQUE EÓLICO AGUA CLARA	EÓLICO	VIENTO	53	135.13
PECASA	PARQUE EÓLICO GUANILLO	EÓLICO	VIENTO	53	171.86
GRUPO EÓLICO DOMINICANO	PARQUE EÓLICO MATAFONGO	EÓLICO	VIENTO	34	94.42
POSEIDÓN ENERGÍA RENOVABLE	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS	EÓLICO	VIENTO	48	160.54

	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS 2	EÓLICO	VIENTO	47	111.45
LOS ORÍGENES	LOS ORÍGENES POWER PLANT	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	61	209.79
SIBA ENERGY CORPORATION	SIBA	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL	191	268.37
KARPOWERSHIP	POWERSHIP AZUA KPS	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	188	228.68
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	PARQUE FOTOVOLTAICO BAYASOL	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	99.63
	PARQUE SOLAR SANTANASOL	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	106.30
KOROR BUSINESS	PARQUE SOLAR EL SOCO	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	121.26
ENREN	PARQUE FOTOVOLTAICO CALABAZA	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	51	56.53
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA	PARQUE FOTOVOLTAICO CUMAYASA 1	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	33.18
	PARQUE FOTOVOLTAICO CUMAYASA 2	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	30	17.46
MATRISOL	PARQUE FOTOVOLTAICO MATRISOL	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	46	30.18
PHINIE & CO DEVELOPMENT	PARQUE FOTOVOLTAICO LOS NEGROS	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	17	4.59
			TOTAL	5,673	21,700.65

Tabla 3. Centrales de generación eléctrica del SENI

2.5 Matriz energética instalada por tipo de combustible

La capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado al mes de diciembre de 2023 fue de unos 5,673 MW. De estos, unos 3,927 MW son de origen convencional, representando un 72% del total general; 417 MW son provenientes de centrales eólicas para un 7%, 675 MW solar fotovoltaica que representa un 12%; 30 MW provienen de biomasa, representando un 1%; y finalmente 624 MW son de origen hídrico, siendo esto un 11% de la capacidad total instalada.

La siguiente tabla y gráfico describen la potencia instalada interconectada al sistema eléctrico nacional por tipo de combustible. En el caso del reglón correspondiente a Gas Natural y FUEL #6, se refiere a centrales que pueden operar de manera dual con cualquiera de estos combustibles:

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA (MW)
AGUA	624
VIENTO	417
SOL	675
BIOMASA	30
GAS NATURAL	1,320
GAS NATURAL Y FUEL #6	562
CARBÓN	1,095
DERIVADOS DEL PETRÓLEO	951
TOTAL	5,673

Tabla 3. Centrales de generación eléctrica del SENI

2.6 Mercado spot y precio monómico de generación

El precio monómico promedio de generación en el mercado spot para el 2023 fue 14.4 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. También se adquiere energía a través del mercado de contratos, el cual está establecido por los acuerdos sostenidos entre las generadoras y las distribuidoras de electricidad.

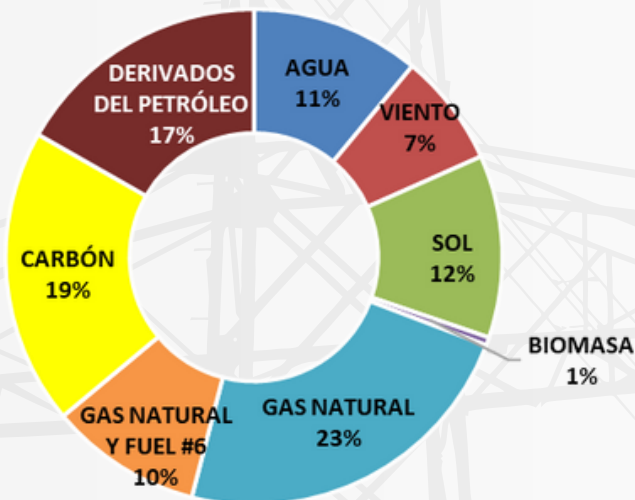


Ilustración 8. Capacidad instalada por fuente primaria de energía 2023

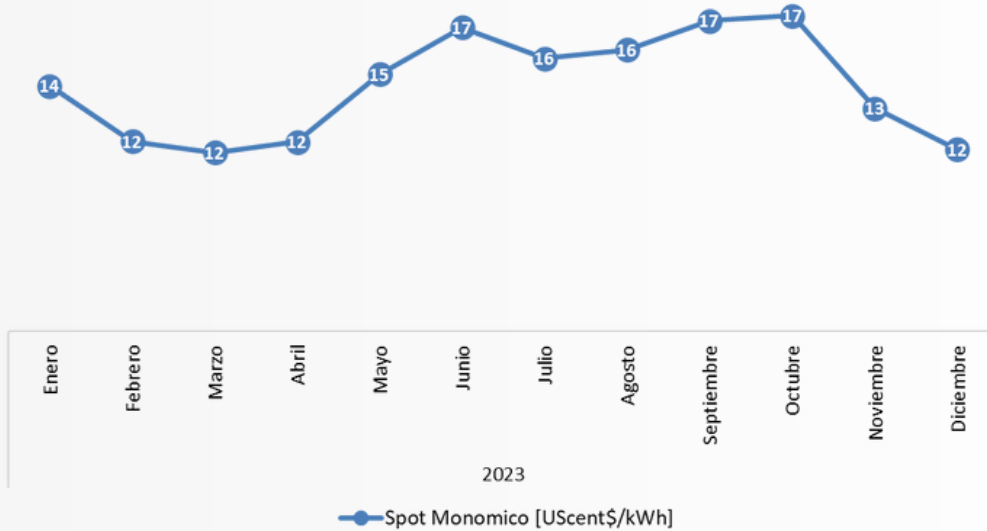


Ilustración 5. Precio spot monómico [centavos de dólar/kWh]

2.7 Precio medio de compra y venta de energía de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kWh

Los cambios en la matriz de generación han permitido que los precios de venta de las empresas generadoras a las EDE se mantengan en valores razonables.

A continuación, presentamos una gráfica que describe el precio medio de compra de las empresas distribuidoras a las generadoras, y el precio medio de venta de éstas a los consumidores.

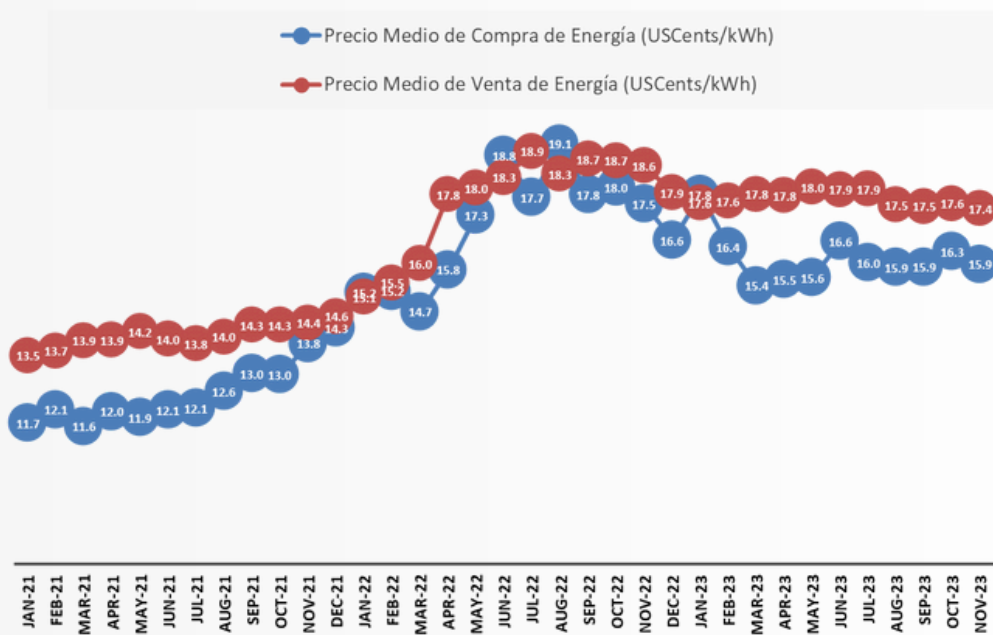


Ilustración 6. Precio medio de compra a los generadores y venta de energía al consumidor de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kWh

2.8 Resumen de la deuda de la CDEEE y EDE a generadoras miembros de ADIE en 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.

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 este gráfico se puede apreciar que el valor promedio mensual adeudado para el año 2023 fue 151 millones de dólares. El mes donde generó la deuda más alta fue enero, con 263 millones de dólares.

Para más detalles del estado de deuda de las EDE y CDEEE con las empresas generadoras asociadas a la ADIE, favor de visitar nuestro sitio web www.adie.org.do para ver una tabla con el dato completo de los valores adeudados.

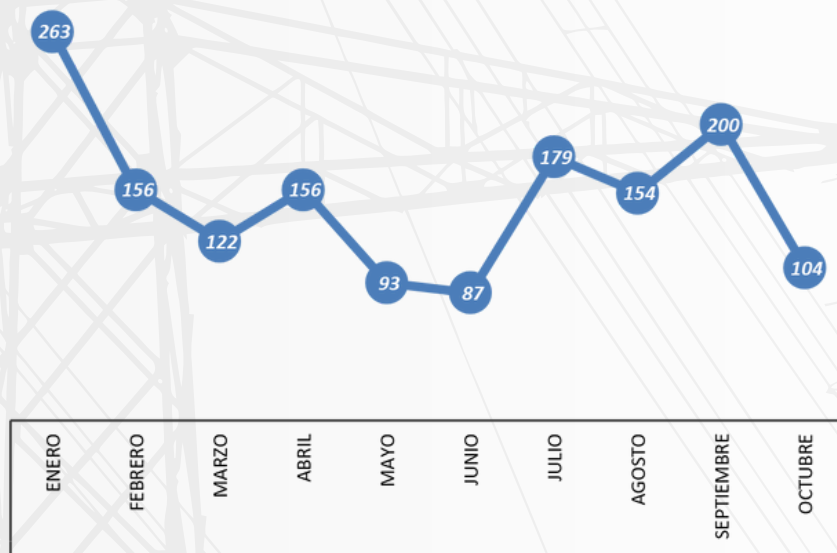
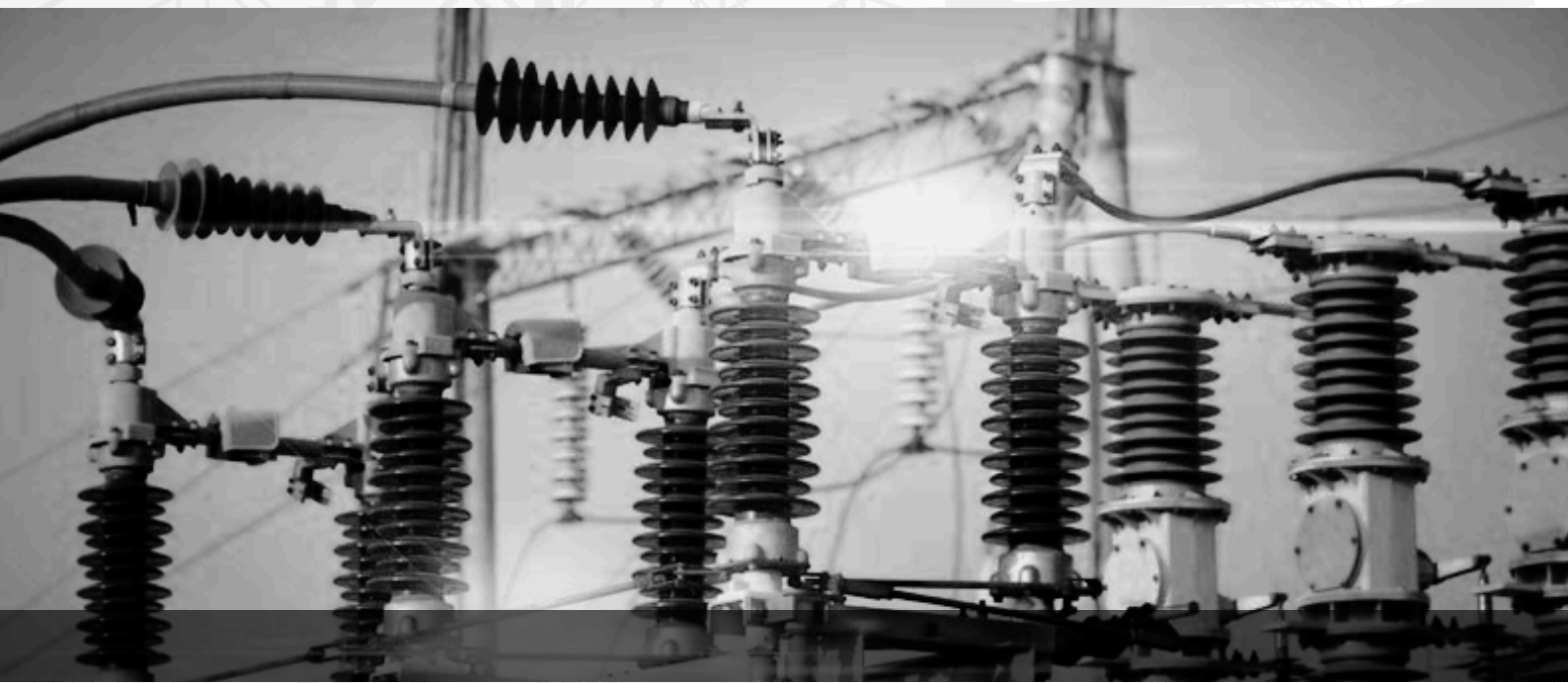


Ilustración 7. Resumen deuda vencida de la CDEEE y EDE a generadoras miembros de ADIE en millones de dólares



2.9 Indicadores Empresas Distribuidoras de Electricidad Edesur, Edeeste y Edenorte

En los meses de enero a noviembre de 2023[1] las empresas distribuidoras adquirieron la energía que sirvieron a un precio promedio de 16.09 centavos de dólar por cada kilovatio hora, y la vendieron a sus clientes a un precio promedio de 17.69 centavos de dólar por kilovatio hora, resultando del ejercicio un margen de venta para las empresas distribuidoras de 1.6 centavos de dólar por cada kilovatio hora vendido.

De acuerdo con informaciones suministradas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), para el periodo enero a noviembre del año 2023, las pérdidas cerraron en promedio en 36%, lo que representó un incremento de 4% en comparación con el mismo periodo del año 2022 cuando cerraron en 32%.

Hay que destacar que la situación varía entre cada una de estas EDE. Por ejemplo, EDEESTE incrementó las pérdidas de 47% a 54% en el periodo enero-noviembre 2023 en relación con el mismo periodo del 2022, por lo que resultó ser la empresa de distribución con los resultados más desfavorables. Esta empresa registró 54% de pérdidas en los meses de enero a noviembre del 2023, aumentando en los meses de septiembre y octubre a 56%.

A continuación, presentamos una tabla con los principales indicadores de desempeño de las empresas de distribución en el período enero-noviembre 2023.

PRINCIPALES INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL 2023											
INDICADORES EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	31.3%	28.6%	37.8%	33.6%	40.7%	38.1%	38.1%	38.1%	37.0%	38.3%	38.3%
Edenorte	18.7%	14.5%	29.3%	22.8%	31.9%	27.7%	27.7%	28.1%	26.7%	26.7%	27.2%
Edesur	27.7%	21.8%	31.1%	25.1%	33.7%	29.5%	29.5%	29.5%	28.9%	30.6%	29.8%
Edeeste	46.2%	48.5%	52.6%	51.8%	55.4%	55.7%	55.7%	55.6%	54.6%	56.0%	56.0%
PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	17.80	16.42	15.38	15.54	15.60	16.55	16.55	15.98	15.86	15.88	16.29
Edenorte	18.47	17.55	16.38	16.26	16.17	16.58	16.58	16.09	16.00	16.16	16.26
Edesur	17.37	15.49	15.09	15.41	16.04	17.06	17.06	16.21	16.36	16.73	16.96
Edeeste	17.67	16.45	14.82	15.06	14.66	16.01	16.01	15.67	15.21	14.75	15.63
PRECIO MEDIO DE VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	17.57	17.62	17.81	17.78	17.99	17.93	17.93	17.95	17.53	17.49	17.56
Edenorte	17.58	17.69	18.02	18.01	18.14	18.11	18.11	18.18	17.92	17.74	17.78
Edesur	17.43	17.51	17.47	17.33	17.63	17.55	17.55	17.68	16.99	17.12	17.18
Edeeste	17.75	17.69	18.07	18.18	18.33	18.31	18.31	18.05	17.86	17.72	17.86

1 Estos datos se obtienen de los informes publicados por el MEM y solo están disponibles hasta noviembre 2023.

MARGEN DE GANANCIA VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	-0.23	1.2	2.43	2.24	2.39	1.38	1.38	1.97	1.67	1.61	1.27
Edenorte	-0.89	0.14	1.64	1.75	1.97	1.53	1.53	2.09	1.92	1.58	1.52
Edesur	0.06	2.02	2.38	1.92	1.59	0.48	0.49	1.47	0.63	0.39	0.22
Edeeste	0.08	1.24	3.25	3.12	3.67	2.29	2.3	2.38	2.65	2.97	2.23
COBRANZAS (%)	92.9%	93.0%	99.4%	89.6%	94.7%	90.3%	90.3%	91.9%	94.1%	96.1%	95.3%
Edenorte	96.6%	94.5%	97.4%	89.2%	96.4%	88.7%	88.7%	92.5%	93.3%	95.2%	97.7%
Edesur	95.8%	90.2%	106.7%	90.4%	97.3%	92.3%	92.3%	92.8%	97.9%	97.7%	96.1%
Edeeste	83.9%	95.5%	91.0%	88.7%	88.6%	89.5%	89.5%	89.7%	89.3%	95.0%	90.9%

Tabla 5. Principales indicadores de desempeño de las empresas de distribución enero-noviembre 2023

CONCLUSIONES

En 2023 se observa un incremento del 8% en la demanda en comparación con la del 2022. Aunque en enero de 2023 hubo una disminución del 2% en la demanda con respecto a enero de 2022, la demanda creció de manera constante, con aumentos de 1%, 3%, 5%, 8%, 8%, 12%, 6%, 15%, 16%, 11% y 7% en los meses de febrero a diciembre de 2023 frente al 2022.

En cuanto a las pérdidas de energía de las empresas distribuidoras, estas cerraron en promedio en un 36% en el período de enero a noviembre de 2023, lo que representa un aumento del 4% con relación al mismo periodo de 2022, cuando cerraron en un 32%.

Es importante destacar que, en promedio, las tres empresas distribuidoras de energía incrementaron los niveles de pérdidas en un 4% con respecto a 2022. En el caso de EDEESTE, esta incrementó las pérdidas de 47% en el periodo enero-noviembre 2022 a 54% en 2023, subiendo así 7 puntos porcentuales.

Bajo el amparo de estos datos, concluimos 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 en el cual la República Dominicana reciba una energía asequible, segura, sostenible y adecuada a los nuevos tiempos.