



ADIE ASOCIACIÓN
DOMINICANA
DE LA INDUSTRIA
ELÉCTRICA

INFORME
PRIMER
SEMESTRE
2023

Se incrementa la inversión en centrales renovables.

Sistema eléctrico dominicano cuenta con 1,058 MW de energía renovable no convencional a gran escala en operación.



CONTENIDO

1

1. Introducción	4
-----------------------	---

2

2. Inversión en generación incrementa en centrales convencionales y renovables no convencionales.	6
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	---

3

3. Principales indicadores del sector eléctrico	9
-------------------------------------------------------	---

3.1. La matriz de generación del SENI se diversifica	9
------------------------------------------------------------	---

3.2. Oferta de energía disponible superó en 35% la demanda abastecida	12
-----------------------------------------------------------------------------	----

3.3. Costo marginal de energía histórico en el mercado spot	14
-------------------------------------------------------------------	----

3.4. Aporte de generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) primer semestre año 2023	20
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

3.5. Matriz energética instalada por tipo de combustible	24
----------------------------------------------------------------	----

3.6. Mercado spot y precio monómico de generación	26
---------------------------------------------------------	----

3.7. Precio medio de compra y venta de energía de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kwh	27
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

3.8. Resumen de la deuda de la CDEEE y EDE a generadoras miembros de ADIE	28
----------------------------------------------------------------------------------	----

3.9. Indicadores empresas distribuidoras de electricidad Edesur, Edeeste y Edenorte	30
-------------------------------------------------------------------------------------------	----

4

4. Conclusiones	32
-----------------------	----

1. Introducción

El parque de generación de la República Dominicana está integrado por una diversificada matriz compuesta por tecnologías como ciclos combinados, motores de combustión interna, turbinas de vapor y de gas, hidroeléctricas, eólica y centrales solar fotovoltaicas. Las fuentes primarias que proporcionan la energía para la generación e inyección de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) son carbón, gas natural, sol, viento, agua, biomasa y derivados del petróleo.

La capacidad instalada total del SENI al mes de junio 2023 fue de unos 5,618 MW. De estos, unos 4,020 MW son de origen convencional representando un 72% del total general. El restante 28%, es decir 1,598 MW, corresponde a fuentes renovables, compuesto por 413 MW de centrales eólicas para un 7%, 531 MW solar fotovoltaica que representa un 9%, 30 MW provienen de biomasa representando un 1% y, finalmente, 624 MW son de origen hídrico para un 11% de la capacidad total instalada.

En el primer semestre del año 2023 la energía fue abastecida en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado por las siguientes fuentes primarias: gas natural 41%, carbón 31%, derivados de petróleo 12%, agua 5%, biomasa 1%, viento 5% y sol 5%.

Hay que destacar que en lo que va de 2023 han entrado en operación 127 MW adicionales de energía solar y se espera que en el segundo semestre inicien operación unos diez parques que adicionarán al sistema unos 450 MW de energía renovable no convencional.

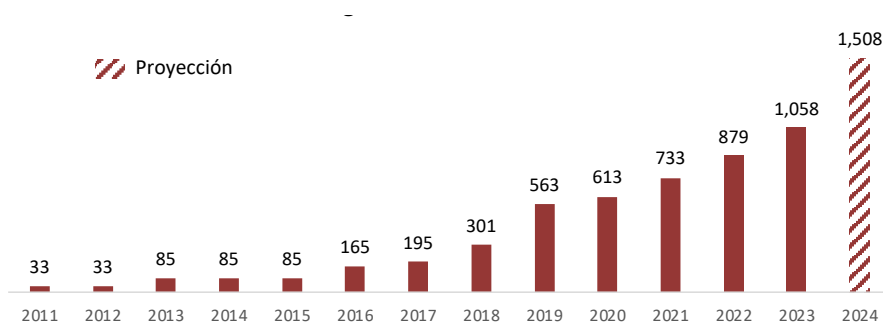
Por su parte, además de la generación renovable, en el primer semestre de este año entraron al sistema más de 370 MW de generación convencional. Todos estos proyectos están siendo ejecutados por empresas privadas. ■

2. Inversión en generación incrementa en centrales convencionales y renovables no convencionales¹.

Un objetivo importante para el país debe ser el abastecimiento de la demanda futura con energía eléctrica ambientalmente sostenible y con costos eficientes. 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 requeridas, identificando las necesidades fundamentales y promoviendo la regulación adecuada que apoye la transición energética apropiada para el país.

Las energías renovables han experimentado un crecimiento importante en los últimos años. Mas allá de su aporte en términos cuantitativos, la producción de energía con fuentes renovables contribuye con el cumplimiento de los objetivos de reducción de la huella de carbono y en nuestro camino hacia la transición energética.

Gráfico 1. Evolución crecimiento energías renovables no convencional a gran escala en MW



El compromiso del sector privado en hacer inversiones que aporten al sano crecimiento del sistema eléctrico nacional se ha mantenido y puesto en evidencia al finalizar el año 2022 y en el primer semestre del 2023. En la actualidad, el sistema eléctrico dominicano cuenta con unos 1,058 MW de energía renovable no convencional a gran escala en operación, de los cuales 413 MW son eólicos, 615 MW¹ solar fotovoltaicos y 30 MW con base en biomasa. Se espera que para el año 2024 se incremente la capacidad de producción en unos 450 MW adicionales alcanzando unos 1,508 MW a final de año, esto sustentado en unos 14 parques renovables que se encuentran en construcción en la actualidad.

Además de la generación renovable, en el primer semestre de 2023 entraron al sistema dos nuevas centrales de generación convencional que incrementan la capacidad de ge-

neración en el sistema en más de 370 MW, y apoyan la gestión de las centrales de generación renovables.

En aras de continuar el abastecimiento de la demanda futura con energía eléctrica ambientalmente sostenible y con costos eficientes, se debe planificar adecuadamente integrando al proceso a todos los sectores involucrados. Las autoridades deben seguir orientando la política energética del país hacia los objetivos de sostenibilidad marcados, identificando las necesidades fundamentales y promoviendo la regulación adecuada, con miras a crear las condiciones propicias para que el sector privado se mantenga haciendo las inversiones necesarias.

Por su naturaleza y complejidad los proyectos de generación son de capital intensivo y los tiempos de implementación para su puesta en marcha son prolongados (varios años). Por esa razón, 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, por ende, desabastecimiento en algunos casos.

3. Principales indicadores del sector eléctrico

3.1. La matriz de generación del SENI se diversifica

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

La matriz de generación se ha diversificado de manera importante en las últimas dos décadas impulsada por la inversión privada. En el año 2000 el 88% correspondía a derivados del petróleo, 3% carbón y 9% hidroeléctricas. Luego de las primeras inversiones que siguieron al proceso de capitalización, específicamente en el año 2004, 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 2022, la matriz de generación estuvo compuesta por las siguientes fuentes primarias: gas natural 41%, carbón 31%, derivados de petróleo 10%, agua 7%, biomasa 1%, viento 6% y sol 4%

En el primer semestre del año 2023 la energía fue abastecida en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado por las siguientes fuentes primarias: gas natural 41%, carbón 31%, derivados de petróleo 12%, agua 5%, biomasa 1%, viento 5% y sol 5%. Se espera que la matriz de generación continúe incrementando durante el presente año la producción de energía con base en fuentes renovables debido a los proyectos que se encuentran en construcción en la actualidad.

Gráfico 2. Matriz de generación año 2000

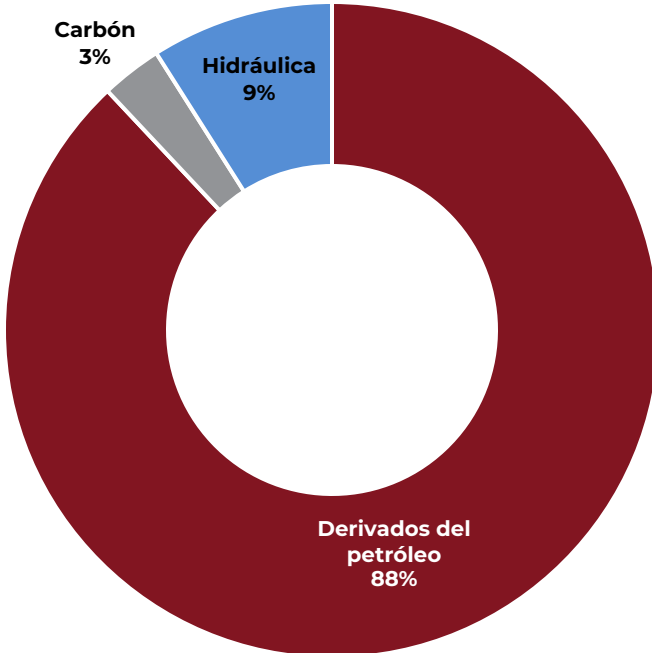


Gráfico 3. Matriz de generación primer semestre año 2023

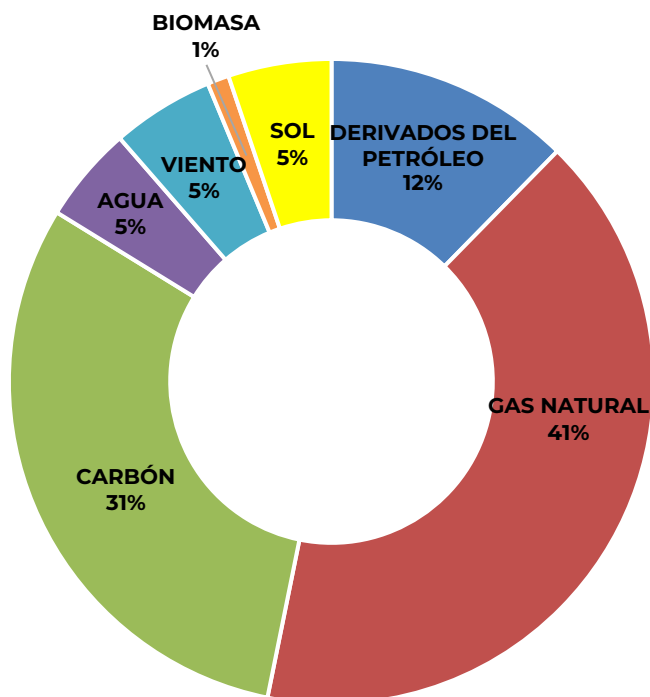


Tabla 1. Matriz de generación primer semestre año 2023

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	ENERGÍA (GWh)
AGUA	488.68
VIENTO	520.54
SOL	525.17
BIOMASA	110.37
GAS NATURAL	4,142.62
CARBÓN	3,103.63
DERIVADOS DEL PETRÓLEO	1,251.91
TOTAL	10,142.91

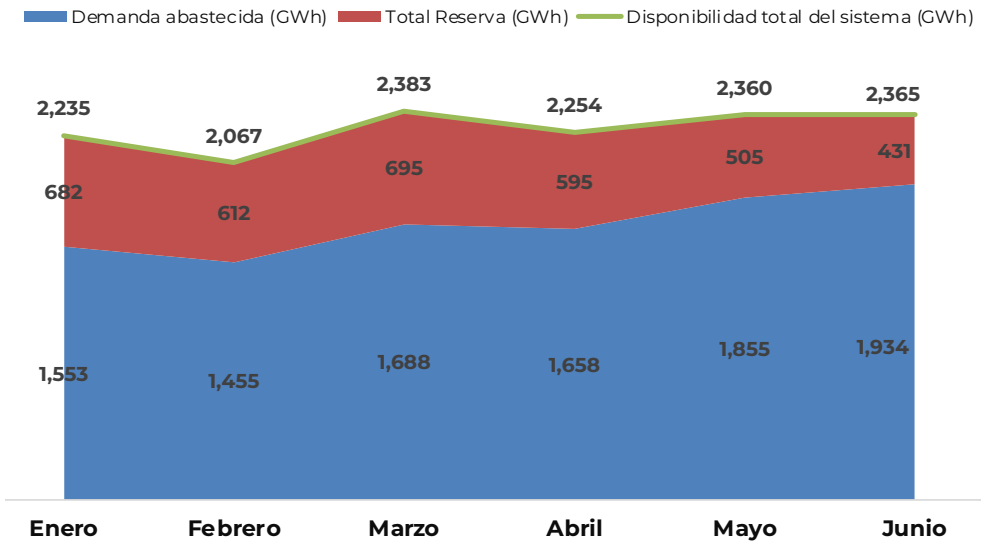
3.2. Oferta de energía disponible superó en 35% la demanda abastecida.

Para el período enero-junio de 2023 hubo un incremento de la demanda de un 4% frente al mismo período del 2022. En el mes de enero de 2023 la demanda disminuyó en un 2% con relación a enero de 2022, pero, a partir de febrero, la demanda creció en 1%, 3%, 5%, 8% y 8% respectivamente en los meses de febrero a junio de 2023 frente al mismo período de 2022.

La energía disponible en el primer semestre del año 2023 superó en un 35% a la demanda abastecida, siendo esta última la electricidad que es consumida en el sistema la cual alcanzó un valor acumulado de 10,143 GWh. En el sistema hubo una reserva acumulada de 3,520 GWh. La reserva es la oferta de energía que está disponible y no es requerida por el sistema.

Hemos destacado que existe suficiente energía para satisfacer la totalidad de la demanda del país e incluso, hemos demostrado el porcentaje de energía que estuvo disponible y que no fue aprovechada y adquirida por las empresas distribuidoras. En el primer semestre del año 2023 la energía disponible estuvo por encima de la demanda abastecida en un 35% lo cual representó 13,662.89 GWh. En otras palabras, las empresas generadoras de electricidad estaban dispuestas a generar un 35% más de energía de la que se les solicitó.

Gráfico 4. Disponibilidad, demanda abastecida y reserva del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) primer semestre año 2023



3.3. 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 internacional 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.

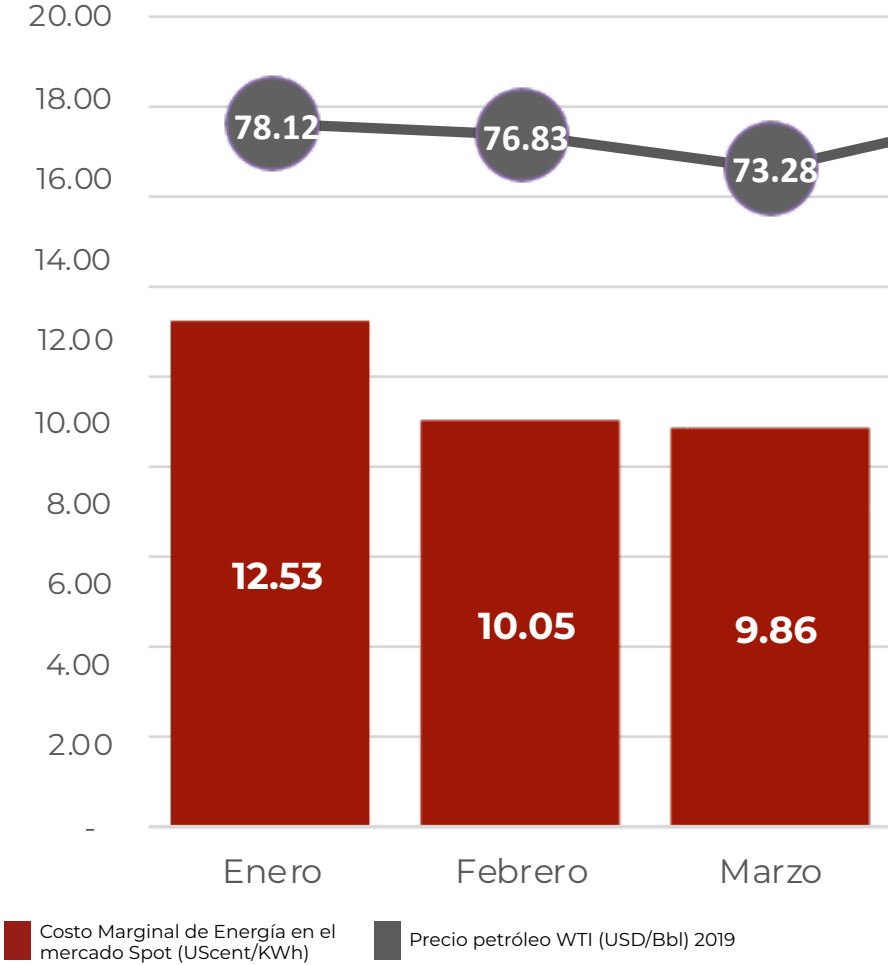
Desde 1999 se ha venido trabajando de manera constante para ampliar la oferta del sector generación y diversificar la matriz considerablemente, constituyendo el parque cada vez más eficiente. Hoy, 20 años después, el sector privado ha instalado más de 4,000 MW de nueva potencia y repotenciación con amplia 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 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 primer semestre del año 2023 el costo marginal promedio fue 11.91 centavos de dólar por kilovatio hora.



Gráfico 5. Costo marginal de energía en el Mercado Spot promedio mensual y precio del petróleo WTI primer semestre año 2023



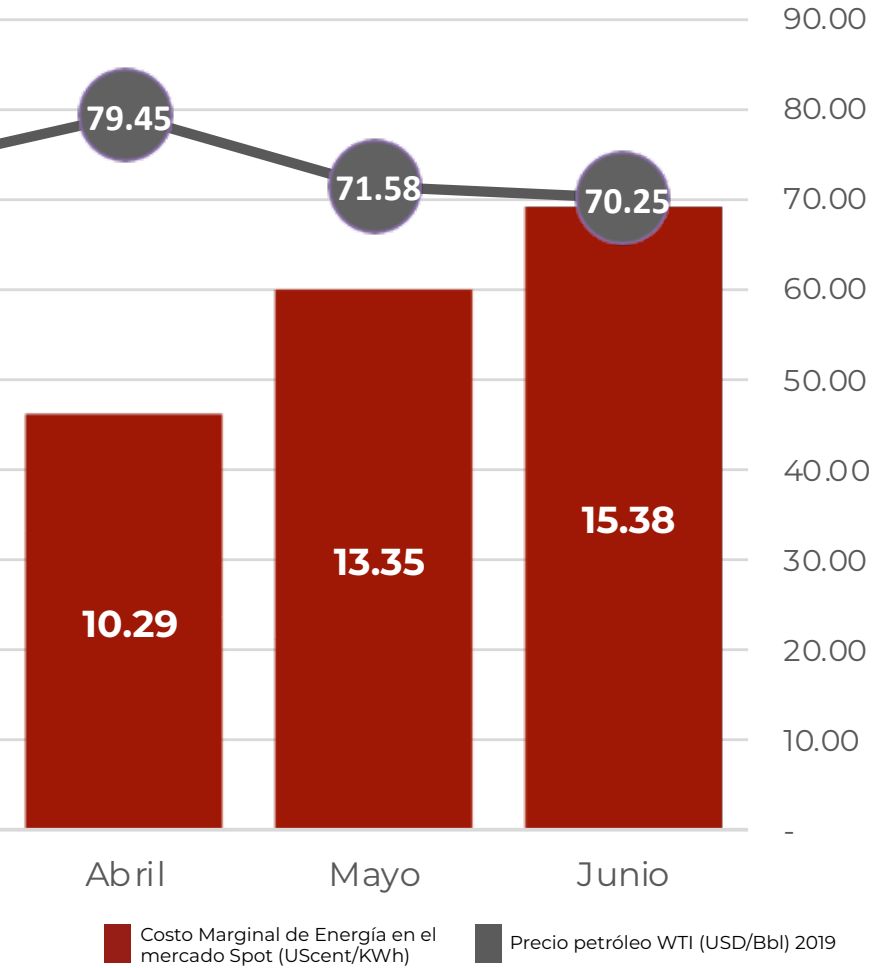


Tabla 2. Costo marginal de energía en el mercado Spot (centavos de dólar/kWh)

Mes/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	13.18	14.07	17.85	19.44	13.50	10.58
Febrero	15.43	14.79	19.30	20.53	14.71	9.57
Marzo	14.86	17.89	20.35	20.92	14.82	10.08
Abril	13.70	19.56	19.47	21.01	16.51	9.98
Mayo	14.37	21.06	19.80	19.87	15.64	10.81
Junio	13.37	19.78	20.28	17.96	17.06	11.26
Julio	13.00	20.68	20.21	17.98	18.81	11.26
Agosto	13.97	20.14	18.36	19.96	17.17	9.99
Septiembre	14.32	18.56	20.43	19.34	17.02	8.54
Octubre	13.41	19.87	20.56	16.49	17.17	8.71
Noviembre	12.24	18.79	19.74	15.79	14.53	7.42
Diciembre	12.57	17.89	18.39	13.79	10.77	6.54
Promedio	13.7	18.6	19.6	18.6	15.6	9.6

PRECIO PETRO- LEO WTI (USD/ Bbl)	79.5	95.0	94.2	98.0	92.8	48.8
-------------------------------------------------	------	------	------	------	------	------

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	5.75	9.92	9.57	11.11	7.31	7.74	10.91	12.53
	5.47	9.80	8.95	12.41	8.09	7.99	10.05	10.05
	6.05	9.34	10.79	13.67	7.44	7.35	12.83	9.86
	7.01	8.43	10.79	13.47	6.91	7.92	14.57	10.29
	7.17	8.44	12.04	14.29	3.90	7.87	17.25	13.35
	8.38	9.07	13.64	14.05	5.70	7.71	15.59	15.38
	9.53	8.94	13.79	12.20	7.11	8.26	13.01	
	7.66	8.93	13.27	12.50	8.96	9.10	13.98	
	8.15	8.81	14.51	11.18	10.40	12.69	15.59	
	7.65	9.36	14.03	10.88	6.06	11.55	13.42	
	7.40	9.37	15.43	10.26	4.68	12.61	12.63	
	7.33	10.32	12.79	7.23	4.26	11.47	11.23	
	7.3	9.2	12.5	11.9	6.74	9.36	13.42	11.91

43.5	52.6	64.94	56.98	39.23	68.0	94.8	74.9
------	------	-------	-------	-------	------	------	------

3.4. Aporte de generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) primer semestre 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 periodo enero-junio año 2023.

Tabla 3. Centrales de generación eléctrica del SENI

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA GENERADA ENERO-JUNIO 2023 (GWH)
AES ANDRES	AES ANDRES	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	319	750.51
SAN FELIPE	SAN FELIPE	CICLO COMBINADO	FUEL # 6 Y #2		-
CESPM	CESPM 3	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL FUEL # 2	100	350.65
	CESPM 2	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL FUEL # 2	100	258.78
	CESPM 1	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL FUEL # 2	100	281.81
PUNTA CATALINA	PUNTA CATALINA 1	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	376	1,138.14
	PUNTA CATALINA 2	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	376	1,132.99
CEPP	CEPP 1	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6		-
	CEPP 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6		-

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA GENERADA ENERO-JUNIO 2023 (GWH)
DPP	LOS MINA 5	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL	118	200.72
	LOS MINA 6	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL	118	233.03
	LOS MINA 7	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	114	210.13
EGEHID	HIDROELÉCTRICAS	HIDROELÉCTRICA	AGUA	624	488.68
GPLV	LA VEGA	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	92	192.05
	PALAMARA	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	107	130.83
EGE HAINA	BARAHONA CARBÓN	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	54	70.38
	SULTANA DEL ESTE	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	153	131.34
	QUISQUEYA 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	GAS NATURAL FUEL # 6	225	- 700.14
	HAINA TG	TURBINA DE GAS	FUEL # 2	103	37.03
	PARQUE EÓLICO LOS COCOS Y QUILVIO CABRERA	EÓLICO	VIENTO	85	93.22
	PARQUE EÓLICO LARIMAR I	EÓLICO	VIENTO	50	83.98
	PARQUE EÓLICO LARIMAR II	EÓLICO	VIENTO	50	61.03
	PARQUE SOLAR ESPERANZA	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	76	16.93
	PARQUE SOLAR GIRASOL	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	100	119.19
	PALENQUE	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	26	26.66

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA GENERADA ENERO-JUNIO 2023 (GWH)
ITABO	ITABO 1	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	128	411.47
	ITABO 2	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	132	350.64
	SAN LORENZO 1	TURBINA DE GAS	FUEL # 2	34	-
LAESA	PIMENTEL 1	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	32	67.72
	PIMENTEL 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	28	50.67
	PIMENTEL 3	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	52	144.30
SAN PEDRO BIO-ENERGY	SAN PEDRO BIO-ENERGY	TURBINA DE VAPOR	BIOMASA	30	110.37
MONTECRISTI SOLAR	MONTECRISTI SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	51.58
ELECTRONIC JRC	MONTE PLATA SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	30	23.71
EMERALD SOLAR ENERGY	PARQUE SOLAR CANOA	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	25	28.63
WCG ENERGY LTD	PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	51.36
METALDOM	METALDOM	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	42	35.73
MONTE RIO	BERSAL	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	25	12.57
	INCA KM 22	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	15	5.85
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	GAS NATURAL FUEL # 6	108	241.61
	ESTRELLA DEL MAR 3 T2	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	150	590.70
LEAR INVESTMENTS	MONTE RIO	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	100	224.45
PVDC	QUISQUEYA 1	MOTOR DE COMBUSTIÓN	GAS NATURAL FUEL # 6	225	232.20

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA GENERADA ENERO-JUNIO 2023 (GWH)
AGUA CLARA	PARQUE EÓLICO AGUA CLARA	EÓLICO	VIENTO	50	69.71
PECASA	PARQUE EÓLICO GUANILLO	EÓLICO	VIENTO	50	88.62
GRUPO EÓLICO DOMINICANO	PARQUE EÓLICO MATAFONGO	EÓLICO	VIENTO	34	49.68
POSEIDÓN ENERGÍA RENOVABLE	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS	EÓLICO	VIENTO	48	74.29
	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS	EÓLICO	VIENTO	46	52.99
LOS ORÍGENES	LOS ORÍGENES POWER PLANT	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	61	100.37
SIBA ENERGY CORPORATION	SIBA	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL	190	92.33
KARPOWER-SHIP	POWERSHIP AZUA KPS	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	188	92.33
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	PARQUE FOTOVOLTAICO BAYASOL	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	52.85
	PARQUE SOLAR SANTANASOL	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	55.61
KOROR BUSINESS	PARQUE SOLAR EL SOCO	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	64.11
ENREN	PARQUE FOTOVOLTAICO CALABAZA	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	50	8.21
			TOTAL	5,589	10,142.91

3.5. Matriz energética instalada por tipo de combustible

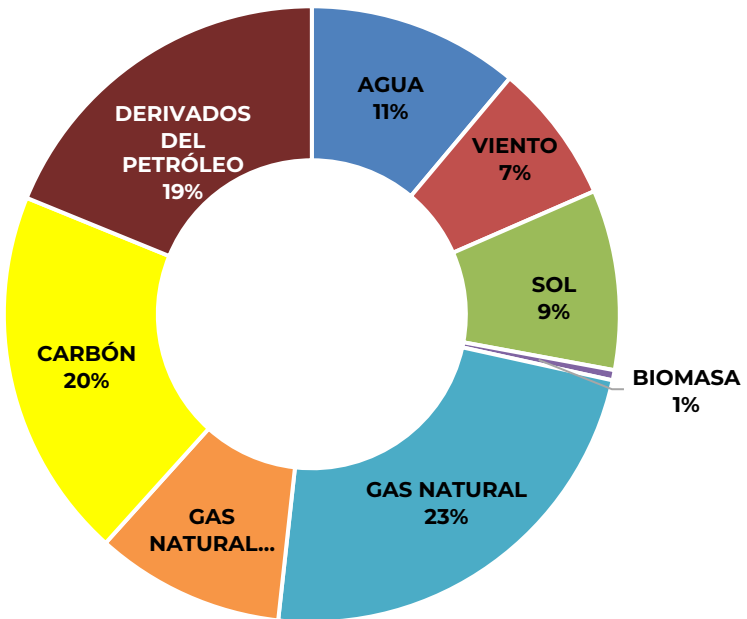
La capacidad instalada total del SENI al mes de junio 2023 fue de unos 5,618 MW. De estos, unos 4,020 MW son de origen convencional representando un 72% del total general, 413 MW son provenientes de centrales eólicas para un 7%, 531 MW solar fotovoltaica que representa un 9%, 30 MW provienen de biomasa 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:

Tabla 4. Capacidad instalada por fuente primaria de energía

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA (MW)
AGUA	624
VIENTO	413
SOL	531
BIOMASA	30
GAS NATURAL	1,309
GAS NATURAL Y FUEL #6	558
CARBÓN	1,095
DERIVADOS DEL PETRÓLEO	1,058
TOTAL	5,618

Gráfico 6. Capacidad instalada por fuente primaria de energía

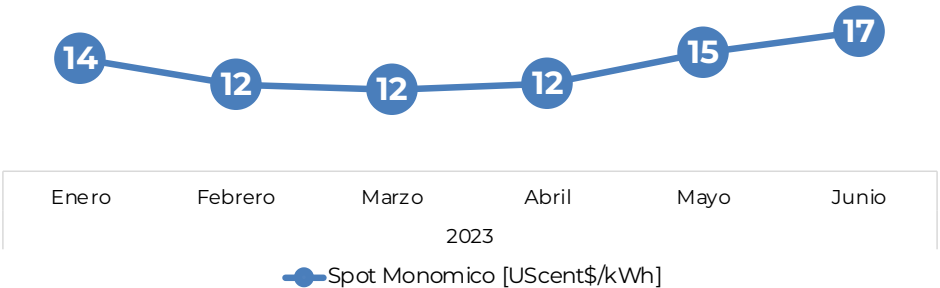


3.6. Mercado spot y precio monómico de generación

El precio monómico promedio de generación en el mercado spot para el período enero-junio 2023 fue 13.7 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.

Gráfico 7. Precio spot monómico [centavos de dólar/kWh.]

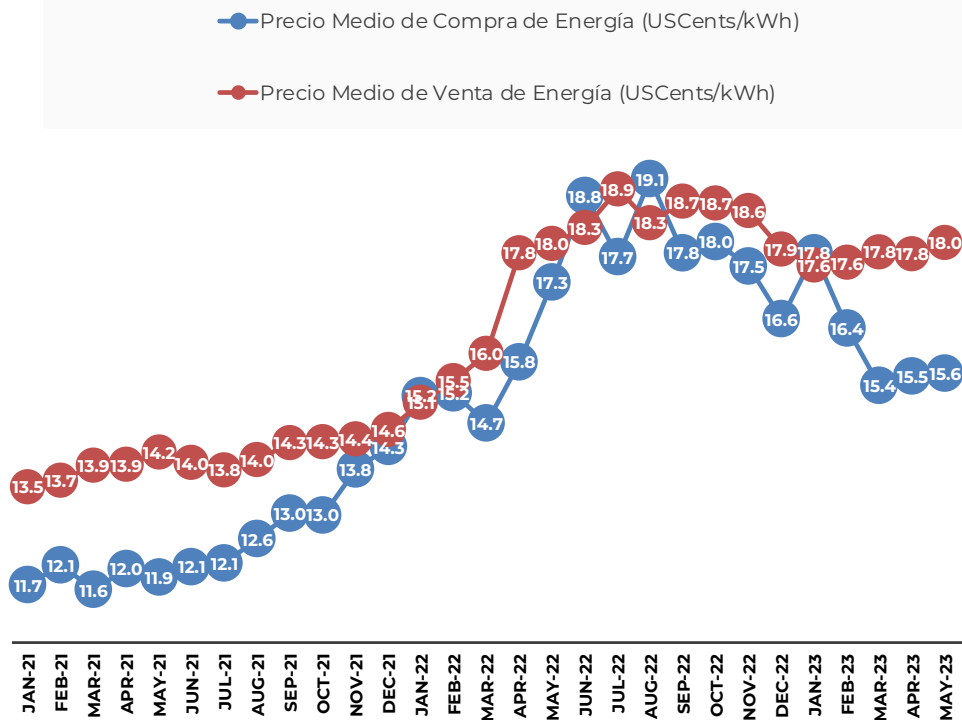


3.7. Precio medio de compra y venta de energía de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kWh

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

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 estas a los consumidores.

Gráfico 8. Precio medio de compra a los generadores y venta de energía al consumidor de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kWh



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

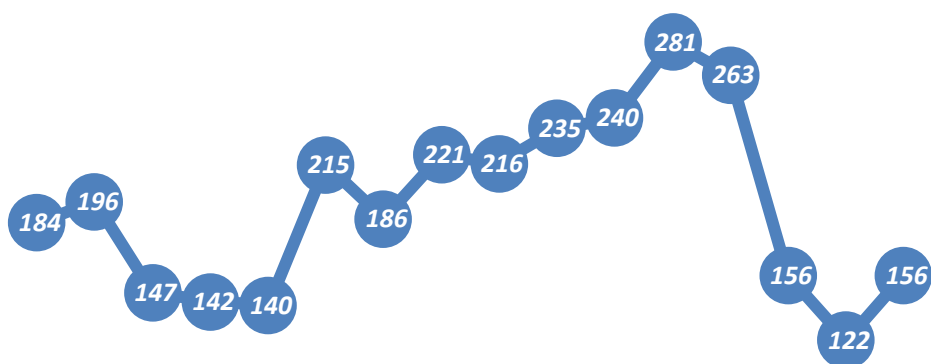
El valor promedio mensual en el período enero-junio de este año 2023 de la deuda con las compañías generadoras socias de ADIE es de 174 millones de dólares.

A continuación, se presenta un resumen gráfico del estado de la 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 período enero-junio ha sido 174 millones de dólares. El mes donde se apreció la deuda más alta fue enero con 263 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 donde se encuentra una tabla con el dato completo de los valores adeudados.

Gráfico 9. Resumen deuda vencida de la CDEEE y EDE a generadoras miembros de ADIE en millones de dólares



ENERO	
FEBRERO	
MARZO	
ABRIL	
MAYO	
JUNIO	
JULIO	
AGOSTO	
SEPTIEMBRE	
OCTUBRE	
NOVIEMBRE	
DICIEMBRE	
ENERO	2023
FEBRERO	
MARZO	
ABRIL	

3.9. Indicadores empresas distribuidoras de electricidad Edesur, Edeeste y Edenorte

En los meses de enero a mayo de 2023¹ el precio promedio al que las empresas distribuidoras adquirieron la energía que sirvieron fue de 16.15 centavos de dólar por cada kilovatio hora, mientras que lo facturaron a un precio promedio de 17.75 centavos de dólar por kilovatio hora. El resultando del ejercicio genera 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 Energías y Minas (MEM), para el período enero a mayo del año 2023, las pérdidas cerraron en promedio en 34%. Esto representó un incremento de 4% si la comparamos con el mismo periodo del año 2022 cuando cerraron en 30%. Hay que destacar que cada una de estas EDE tiene realidades diferentes, tal es el caso de EDEESTE la cual incrementó las pérdidas de 42% a 51% en el período enero-mayo de 2023 con relación al mismo periodo en 2022.

De las tres empresas distribuidoras EDEESTE resulta presentar los resultados más desfavorables. Esta empresa registró 51% de perdidas en los meses de enero a mayo de este 2023 destacando el mes de mayo donde este valor fue 55%.

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

A continuación, presentamos una tabla donde se presentan los principales indicadores de desempeño de las empresas de distribución en el período enero-mayo 2023:

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

PRINCIPALES INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL 2023					
INDICADORES EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	31%	29%	38%	34%	41%
Edenorte	19%	15%	29%	23%	32%
Edesur	28%	22%	31%	25%	34%
Edeeste	46%	48%	53%	52%	55%
PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	17.80	16.42	15.38	15.54	15.60
Edenorte	18.47	17.55	16.38	16.26	16.17
Edesur	17.37	15.49	15.09	15.41	16.04
Edeeste	17.67	16.45	14.82	15.06	14.66
PRECIO MEDIO DE VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWh)	17.57	17.62	17.81	17.78	17.99
Edenorte	17.58	17.69	18.02	18.01	18.14
Edesur	17.43	17.51	17.47	17.33	17.63
Edeeste	17.75	17.69	18.07	18.18	18.33
MARGEN DE GANANCIA VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWh)	(0.23)	1.20	2.43	2.23	2.39
Edenorte	(0.89)	0.14	1.64	1.75	1.97
Edesur	0.06	2.03	2.38	1.92	1.60
Edeeste	0.07	1.24	3.25	3.11	3.67
COBRANZAS (%)	93%	93%	99%	90%	95%
Edenorte	97%	94%	97%	89%	96%
Edesur	96%	90%	107%	90%	97%
Edeeste	84%	96%	91%	89%	89%

4. Conclusiones

- Para el período enero-junio de 2023 hubo un incremento de la demanda de un 4% frente al mismo período del 2022. En enero la demanda disminuyó en un 2% con relación al mismo mes de enero del 2022, pero a partir de febrero la demanda creció en 1%, 3%, 5%, 8% y 8% respectivamente en los meses de febrero a junio.
- En cuanto a las pérdidas de energía de las empresas distribuidoras, estas cerraron en promedio en 34% en el período enero-mayo 2023 lo que representó un incremento de un 4% si la comparamos con el mismo período de 2022 cuando cerraron en 30%. Hay que destacar que las tres EDE en promedio incrementaron los niveles de pérdidas con respecto al 2022 en 4%, pero cada una de estas empresas tiene realidades diferentes. Por ejemplo, EDEESTE incrementó las pérdidas de 42% en el período enero-mayo de 2022 a 51% en el mismo periodo de 2023 subiendo así 9 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.

ADIE

ASOCIACIÓN
DOMINICANA
DE LA INDUSTRIA
ELÉCTRICA

Síguenos en las redes
@adiedominicana



www.adie.org.do