

DINERO

¿Quién está sumando?



ANDRÉS DAUHAJRE HIJO
Fundación Economía y Desarrollo, Inc.

En los últimos 5 años, la capacidad instalada en centrales termoeléctricas ha aumentado muy lentamente. A la fecha hemos añadido 444 MW, a razón de 89 MW por año. La mayor parte de la expansión ha sido provista por la empresa Karpower-ship DR, la cual ha anclado, en la costa de Azua, tres barcazas que queman fuel-oil con una capacidad total de 254 MW. A estas se agregan 190 MW de la central termoeléctrica SIBA Energy, en Boca Chica, conformada por 12 turbinas provistas por Solar Turbines, una filial de Caterpillar, las cuales operan a ciclo abierto con combustible dual (gas natural y diésel) y que, antes de que termine el 2025, subirá a 260 MW cuando se complete el ciclo combinado.

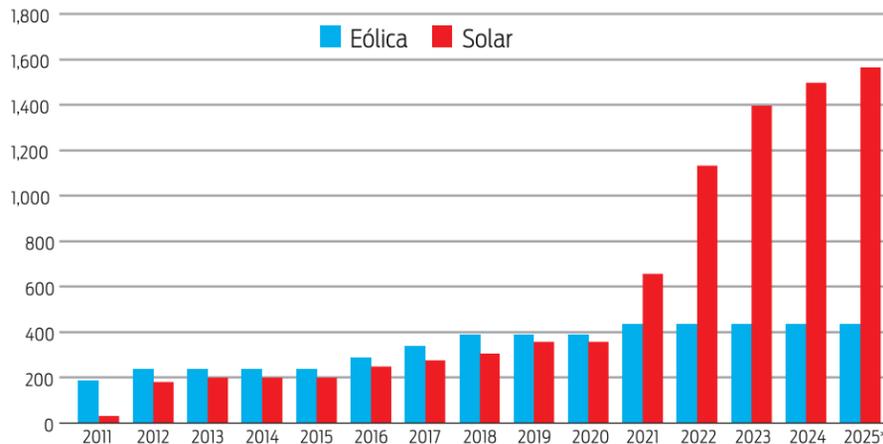
La avalancha de centrales termoeléctricas, sin embargo, comenzará a sentirse con la entrada, en octubre de este año, de 130 MW a gas natural y en ciclo combinado de Energas 4, la cual se sumará a Energas 1, 2 y 3 (anteriormente, CESPM 1, 2 y 3). Sorprendentemente, esta nueva unidad operaría en el mercado spot, lo que revela un serio déficit de sentido común y racionalidad de parte de los tomadores de decisiones públicas del sector eléctrico, pues frente al déficit mastodónico de las EDE estimado para este año, resulta realmente incomprensible y contraproducente preferir que esa planta venda en el spot facturando a las EDE un precio monómico de 21.55 centavos de dólar el kWh (promedio de enero-julio de 2025) en lugar de garantizar, a través de un PPA, un precio en la vecindad de 13 centavos.

La expansión de la capacidad instalada continuará con la entrada, en el primer semestre de 2026, de 414 MW de Manzanillo Power Land, una central a gas natural y en ciclo combinado. A mediados de 2027, se espera la entrada de 467 MW a gas natural y en ciclo combinado de la Generadora San Felipe I, en Andrés, Boca Chica. Durante el primer semestre de 2029, ingresarían 840 MW de dos unidades de 420 MW cada una, a gas natural y en ciclo combinado, de Manzanillo Power & Gas. En total, unos 1,921 MW que se adicionarán a la capacidad actual de 3,899 MW de generación térmica (gas natural, carbón, fuel-oil y diésel) existente en el país.

En el ámbito de las energías renovables es donde la capacidad instalada registra saltos cuasi-chinos, específicamente, en parques solares. De una ca-

Evolución de la capacidad instalada en energías renovables no convencionales

(2011-2025, MW)



Fuente: Comisión Nacional de Energía. * Dato de 2025 corresponde a mediados de septiembre.

Infografía: José M. Medrano

pacidad instalada de 355.5 MW a final de 2020, hemos pasado a 1,564 MW a mediados de septiembre de este año, lo que arroja un crecimiento anualizado de 37%, similar al 36.6% registrado por China en el mismo período. Todo apunta a que el “boom” de la capacidad instalada de energías renovables se magnificará en los próximos meses. Informaciones oficiales indican que, con concesiones definitivas, se encuentran en proceso de construcción parques solares con una capacidad de 1,130 MW, en pre-construcción, 1,025 MW y, con concesiones provisionales, otros 2,245 MW, para un total de 4,400 MW adicionales. Asumiendo que los datos publicados por la CNE son correctos y que todos los proyectos con concesiones definitivas y provisionales terminan ejecutándose en los próximos tres años, a finales de 2028 tendríamos una capacidad instalada en parques solares ascendente a 5,964 MW. Si incluimos los parques eólicos, tendríamos 6,997 MW de capacidad instalada de generación en parques de energía renovable intermitente. Si utilizamos el factor de carga promedio esperado para los parques solares (24%) y para los eólicos el factor de carga registrado del período enero-julio de 2025 (37.3%), para 2029 podríamos tener una generación de energía solar y eólica equivalente a 15,914 GWh, para un aumento de 12,075 GWh con relación al estimado de generación de ambas para 2025. A la generación adicional de las renovables, tendríamos que agregar la generación térmica de los 1,921 MW que entrarían entre octubre de 2025 y principios de 2029, los cuales, con un factor de carga promedio de 73%, añadirían 12,284 GWh. En consecuencia, los proyectos de generación de energías renovables y termoeléctricas que ingresarían al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) entre octubre de 2025 y el primer trimestre de 2029, producirían un aumento de 24,359 GWh en la generación. ¿Qué significa lo anterior? Que en poco más de 3 años, la generación de electricidad en República Dominicana pasará de 23,720 a 48,079

GWh. En otras palabras, se duplicaría.

Alguien podría pensar que detrás de esa salvaje expansión de la generación de electricidad está el objetivo no declarado de nuestra nación de ingresar en el mercado de la Inteligencia Artificial (IA). Es bien conocido que la tecnología de la IA es efectivamente el resultado de tres insumos: chips, datos y electricidad. Recordemos que a través del decreto 324-24 del Poder Ejecutivo, del 13 de junio de 2024, se declaró de alta prioridad nacional el desarrollo de semiconductores (microchips), dispositivos que resultan esenciales, como se estableció en ese decreto, para el desarrollo de nuevas aplicaciones en el área de la IA, entre otras.

Si por alguna razón no pudiésemos avanzar a la velocidad esperada en la producción de microchips, el SENI tendrá que hacer frente a un serio problema de sobreoferta de electricidad pues no hay forma de que la demanda de electricidad se duplique en poco más de tres años. Es cierto que disponemos de algunas centrales termoeléctricas que podrían apagarse y encenderse rápidamente, como las turbinas de gas de ciclo abierto y los motores de combustión interna, para dar cabida a las energías renovables intermitentes como la solar y la eólica. Las termoeléctricas de ciclo combinado no pueden encenderse y apagarse instantáneamente porque requieren un tiempo razonable para calentar el agua y producir el vapor que se necesita para impulsar la turbina y el generador eléctrico. Para esto, se consume combustible en una caldera, un proceso térmico que necesita tiempo para alcanzar las temperaturas y presiones adecuadas, imposibilitando que la respuesta de estas plantas sea inmediata. En consecuencia, el SENI no dispone actualmente de flexibilidad para abrir la red de transmisión a una inyección considerable de energía renovable intermitente.

Es por ello que la estrategia adoptada, por el momento, ha sido la del “curtailment” de la energía producida por parques solares. En otras palabras, ins-

truir a los operadores de los parques a verter la energía generada pues la red no puede recibirla en horas donde la demanda es relativamente baja. No es por casualidad el bajísimo factor de carga de nuestros parques solares: 12.2% en 2024 y 17.2% en enero-julio de 2025, muy por debajo del promedio esperado para esta tecnología (24% a 26%). Esto revela que una parte no despreciable de la energía generada por los parques solares fue y sigue siendo vertida. Mediciones realizadas por firmas privadas especializadas en la materia indican que el pasado 18 de mayo, entre las 12:00 m. y la 1:00 p.m., se vertieron 524 MW de energía solar, pues de los 916 MW generados, el SENI solo pudo dar cabida a 392 MW.

Lo anterior es una muestra adicional de la ausencia de una planificación adecuada del programa de expansión de la generación de electricidad en el país. En el área de la generación térmica no hay que abundar mucho. Se perdió tiempo y no se escucharon los planteamientos de expertos que sugerían no poner todos los huevos en una geografía virgen (“greenfield”), pues los retrasos de ejecución tienden a ser mucho mayores en esos terrenos que los que se registran en nuevos proyectos en zonas desarrolladas y dotadas de facilidades e infraestructuras de suministro eficiente de combustibles (“brownfield”).

En el caso de las renovables, el problema es más serio. Nadie, aparentemente, estaba sumando. El “galloquismo” o el “¡entren to!” parece haber sido el modelo utilizado para la aprobación de concesiones. Si deseábamos imitar a China, debimos imitarla bien. China es el líder mundial en la instalación de parques solares dotados de baterías de almacenamiento de energía (BESS) capaces de suministrar, durante 4 horas, la potencia nominal de descarga antes de agotarse. Esas baterías permitirían reducir sensiblemente los vertimientos de energía renovable. Tanto el Ministerio de Energía y Minas, la CNE y las EDE deben entender que los sistemas de almacenamiento necesitan recibir el mismo trato que recibe la generación “gestionable” y, por tanto, reconocer y aceptar que deben pagar el precio de potencia o capacidad correspondiente que permita a la empresa que invierta en BESS, recuperar la inversión más el retorno apropiado en una economía emergente como la nuestra. Debería ponderarse, por ejemplo, si tiene sentido o no, que la Empresa de Transmisión de Electricidad Dominicana (ETED) cree una división que permita instalar, en 5 o 6 puntos de la red, un servicio de almacenamiento de energía en baterías a ser pagado por los parques solares y eólicos y reembolsados a estos por las EDE. ●

Los artículos de Andrés Dauhajre hijo en [elCaribe](http://elCaribe.com) pueden leerse en www.lafundacion.do.