



MONITOR ENERGÉTICO

Regulación de Frecuencia,
Almacenamiento y
Concentración Solar





MINISTERIO DE ECONOMÍA, PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO

ALEXIS CRUZ RODRÍGUEZ
VICEMINISTRO DE ANÁLISIS ECONÓMICO Y SOCIAL (VAES)
MÁXIMA AUTORIDAD DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA
PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO

ALBERTO VELOZ
ASESOR

HAIRYS TEJEDA RUBIO
ANALISTA SECTORIAL

APOYO EDITORIAL:
DIRECCIÓN DE COMUNICACIÓN DEL
MINISTERIO DE ECONOMÍA, PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO

Oficinas Gubernamentales, Bloque B Av. México, Gazcue.
Santo Domingo, República Dominicana



VAES

Viceministerio de Análisis
Económico y Social

Regulación de Frecuencia, Almacenamiento y Concentración Solar



Introducción

La penetración de fuentes renovables en la generación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), y su variabilidad, plantea retos para mantener la estabilidad del sistema (demanda y oferta iguales, en cualquier momento). Existe complementariedad entre las diferentes fuentes de energía; pero una mayor penetración de las renovables requiere de almacenamiento que mantengan la estabilidad, además de estabilizadores de frecuencia. El almacenamiento permite balance ante reducciones o variaciones significativas de inyección de energía de fuentes renovables.

El equilibrio entre la demanda y oferta de energía es crucial para la estabilidad del sistema. Es posible que la salida abrupta de un generador de alta capacidad cree el desbalance. Dada la tecnología actual existen diferentes formas de almacenar energía. Los bancos de baterías son una alternativa, los super capacitores y batería inercial o mecánica (“fly wheel energy storage”) ofrecen también la opción de almacenamiento. Baterías de iones de litio son la de mayor uso en el mercado; aunque existen avances importantes en el desarrollo de las de iones de sodio.

Otra forma de utilizar la energía solar es concentrar los rayos solares para generar vapor y luego energía eléctrica. Es posible también aplicar calor solar para refrigeración (aire acondicionado) u otros usos del calor en procesos industriales. El calor o el frío para fines de refrigeración u otras aplicaciones industriales, pueden almacenarse con menores costos que la energía eléctrica.

En esta entrega del Monitor ilustramos sobre las mencionadas alternativas de almacenamiento, y la importancia de estas para mantener la estabilidad en las redes. En otras palabras, frecuencia. Ampliamos con información sobre sus méritos económicos. La concentración solar se discute desde el punto de vista de aplicaciones diferentes a la generación a escala industrial.

Regulación de frecuencia y estabilidad en las redes

Frecuencia es el número de veces que la corriente cambia de polaridad, de positivo a negativo. Los estándares del sistema local establecen 60Hz ciclos por segundo. Desviaciones de la frecuencia fuera del rango 60 Hz + - 0.25 (99.8% del tiempo SIE-030-2014 MEM), pueda ocasionar que generadores y otros elementos de la red, no funcionen correctamente. Esto puede resultar que se desconecten del sistema ante la entrada de los mecanismos de autoprotección.

La desconexión de elementos importantes del sistema puede alterar aún más las desviaciones en la frecuencia, pudiendo provocar una falla en cascada, y una interrupción total del servicio a lo largo del sistema. El voltaje es también importante; al igual que la reducción en las interrupciones del suministro de electricidad para una buena calidad en el servicio.

Dos conceptos importantes: corriente y voltaje. Corriente es el flujo de electrones a través de los cables. El voltaje se refiere a la cantidad de fuerza que empuja los electrones que fluyen. Cuanto mayor sea el voltaje, más corriente fluirá; un voltaje más bajo significa una corriente más débil. Un voltaje bajo impide que los equipos eléctricos trabajen en forma eficiente. La regulación de frecuencia es uno de los servicios auxiliares que debe ofrecerse en el sistema.

El servicio de distribución y transmisión requiere además de inercia. Esta es una de las características requeridas, y se refiere a la capacidad para resistir disturbios de frecuencia debidos a desequilibrios repentinos en la oferta y la demanda. La inercia la proporcionan máquinas giratorias con generadores síncronos; tales como, las hidroeléctricas. El agua mueve la turbina y el eje de la turbina en generador, al mismo tiempo.

Un sistema eléctrico con más inercia puede disponer de más tiempo para que los servicios de regulación de frecuencia logren estabilizarlo. Las baterías en instalaciones de energía renovable son tecnologías basadas en “inverters”, que transforman corriente alterna en directa y viceversa. Estos pueden responder con rapidez a desbalances de energía en circuitos específicos, estabilizando fluctuaciones de frecuencia. En la corriente alterna los electrones se mueven dentro del conductor con movimiento oscilatorio. En la corriente directa se mueven de negativo al polo positivo.

En el Sistema Nacional Interconectado (SENI) se han introducido medidas de protección por baja frecuencia. El Esquema de Deslaste Automático de Carga (EDAC) se revisa y se actualiza por el Organismo Coordinador del Sector Eléctrico. Un ejemplo de eventos de caídas de frecuencia por debajo del límite mínimo establecido se presenta en la figura 1. El evento ocurrió el día 8 de octubre entre la 3:42 y las 3:54 pm. El área en rojo esta fuera de los límites establecidos.

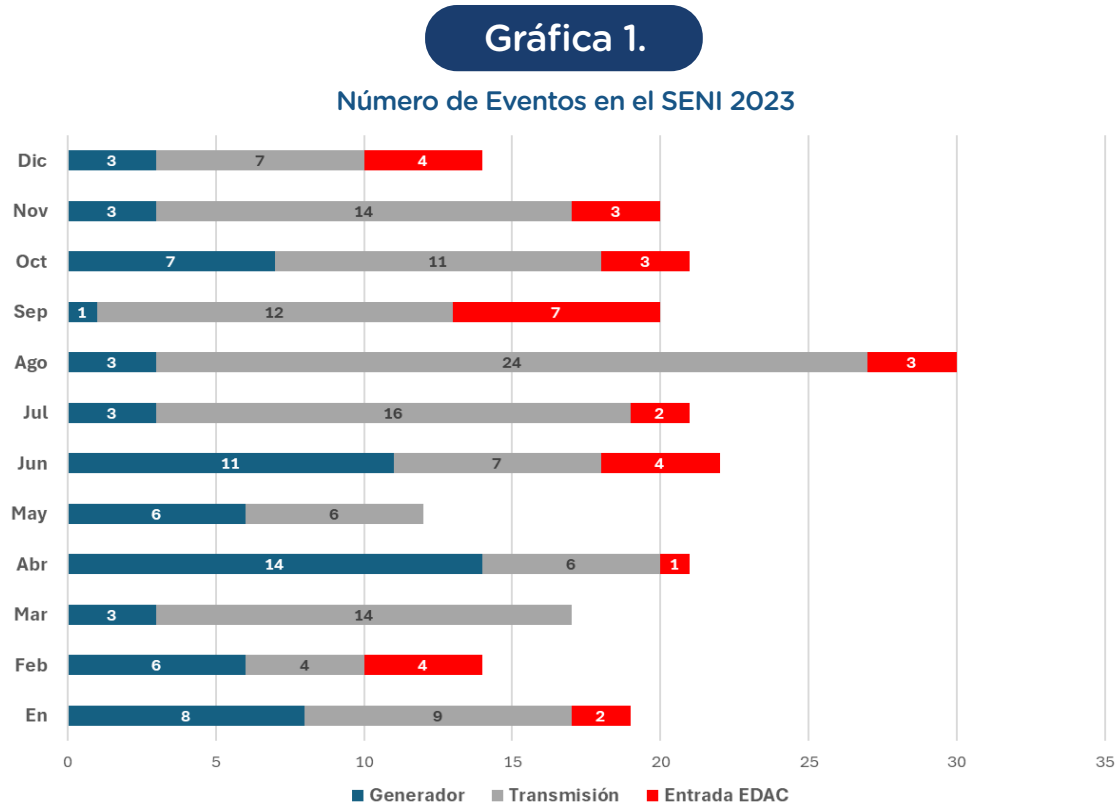
Figura 1.

Variaciones de Frecuencia del SENI



Fuente: oc.org.do

Varios generadores suministran servicios de regulación de frecuencia. La gestión del Organismo Coordinador también incluye la observación y coordinación de soluciones a eventos en el sistema por origen de estos. Desacoples de líneas de transmisión por congestión son registradas en el OC. Las Gráficas 1 y 2 muestran datos de Informe de Operaciones del OC. El número de eventos registrados en 2023, por mes y origen de este se reproduce en la Gráfica 1.

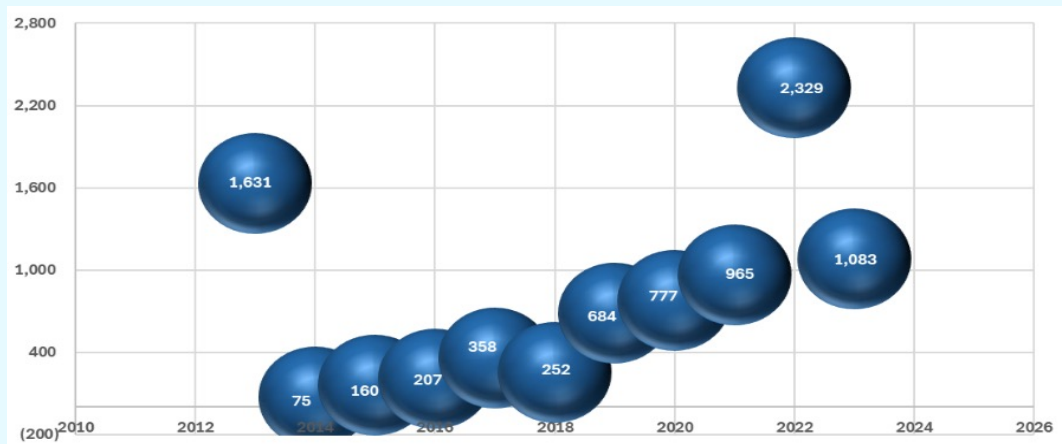


Los eventos asociados con las líneas de transmisión son lo de mayor ocurrencia. El número más elevado en las líneas se registró en agosto 24. El EDAC solo actuó en tres ocasiones. La mayor intervención del sistema de desacople se observa en septiembre 7, juntamente con 11 eventos en las líneas de transmisión.

La Gráfica 2 resume el número de desacoples de líneas. La desarticulación de una línea de transmisión produce interrupción de energía en los circuitos que sirve la línea. La tendencia creciente en el número de desarticulaciones de líneas de transmisión (2012-2023) señala la importancia de mejorar las redes de transmisión para mayor calidad en el servicio. El reporte de operaciones del Organismo Coordinador en 2023 muestra que el mayor número de eventos de desacoples de líneas, por congestionamiento, se produjo en la Zona Central del país (94%).

Gráfica 2.

Número de desacoplos por congestión líneas de transmisión



Fuente: oc.org.do

El Monitor precedente discute las características de tecnologías que permiten administrar las redes con mayor eficiencia. Estas tecnologías son la reconducción de líneas (reconductoring) y escala de capacidad dinámica de líneas (dynamic line rating). La primera permite inyectar más energía en la línea cambiando conductores, utilizando las mismas torres; por ende, los mismos derechos de paso. La segunda tecnología contribuye a detectar congestionamiento y momentos para inyectar más energía. Sensores sobre las líneas, registran temperatura del cable y cambios en su grado de inclinación. La información capturada se transmite por la red, en tiempo real, a un centro de control.

Regulación de frecuencia

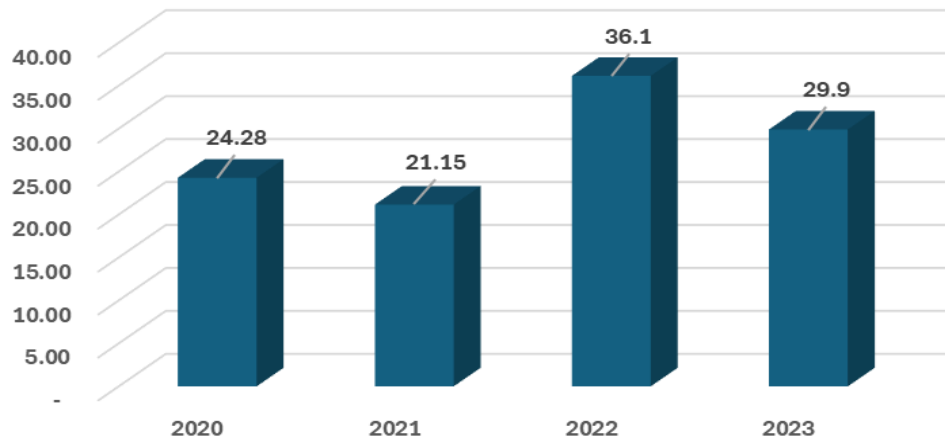
Como servicio auxiliar, la regulación de frecuencia es sujeta a compensación económica. El pago por el servicio se realiza a los generadores en proporción a los KWh generados. Márgenes de reserva son asignados a los generadores habilitados y disponibles para brindar este servicio. La Gráfica 3 muestra los montos pagados por regulación de frecuencia en el periodo 2020-2023.

Los embalses de la hidroeléctricas constituyen reservas operacionales de energía. Las centrales hidroeléctricas suelen tener un transmisor de nivel de agua del embalse superior y sus lecturas se envían a un sistema de control digital ubicado en la casa de máquinas. Estos datos también podrían usarse para ajustar el limitador de tiempo de apertura de la entrada a las turbinas (Platero 1996). De esta manera, la rapidez de los arranques de los generadores podría adaptarse en función del nivel superior del agua del embalse (Gezer 2021). Por tanto, los embalses pueden suplir servicio de regulación de frecuencia si necesidad de invertir en equipos adicionales (bancos de baterías).

El almacenamiento de energía cinética en este caso se resume en la capacidad de las turbinas hidráulicas a generar energía a diferentes caudales de entrada del agua. El almacenamiento está en el embalse.

Gráfica 3.

Regulación de frecuencia US\$Millones



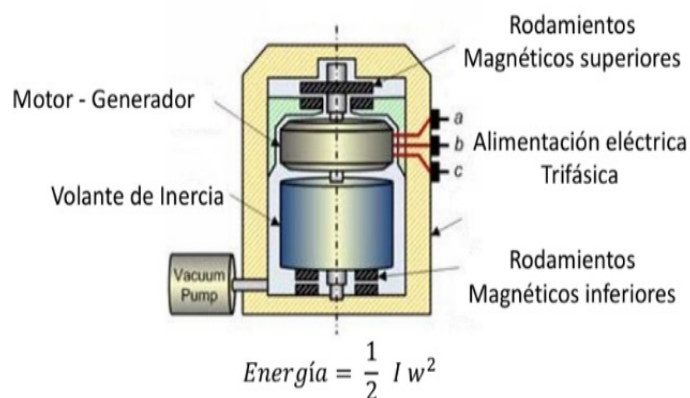
Fuente: oc.org.do

Almacenamiento de energía cinética rotacional o mecánica (“fly wheel energy storage”)

Es una forma de almacenamiento de energía mecánica adecuada para proporcionar alta potencia y densidad energética, en momentos de eventos no programados (Koochi-Fayegh 2020). El mecanismo eléctrico incluido en el equipo puede transferir la energía cinética almacenada a usos eléctricos seleccionados. El equipo incluye imanes permanentes que proporcionan movimiento al rotor. El rotor puede ser fabricado de fibra de carbono y los imanes los mantienen en flotación al vacío. La Figura 2 muestra un esquema de un diseño de un “fly Wheel”.

Figura 2.

Esquema de Almacenamiento Rotacional



<https://www.tempelgroup.pe/noticia/la-energia-electrica-y-su-almacenamiento/>

Por mucho tiempo este tipo de almacenamiento se ha utilizado para periodos breves: minutos. En 2017, Hawaiian Electric inició la operación de un sistema de almacenamiento con “fly wheel” de cuatro (4) horas de duración. La primera unidad de almacenamiento instalada era de 8KW de potencia y 32KWh de energía. Las unidades de almacenamiento son de 98% acero y tienen una vida útil de 30 años.

El almacenamiento de energía mecánica del tipo descrito anteriormente se considera económico y confiable para una variedad de aplicaciones a escala industrial (utility scale). Estos servicios incluyen el cambio de carga, reducción de picos, regulación de frecuencia, reafirmación renovable y reserva giratoria. El sistema es escalable y está diseñado para permitir un mayor tamaño mediante la adición de múltiples equipos (Froese, 2018).

En Holanda, una empresa local introdujo almacenamiento (“fly wheel”) de 9MWh (4 horas) para contribuir a estabilizar la red de los Países Bajos. S4 Energy y ABB instalaron recientemente un sistema de almacenamiento híbrido de batería y “fly Wheel” en los Países Bajos.

El sistema combina 10 MW en baterías y 3 MW en almacenamiento cinético rotatorio. El costo de largo plazo de este sistema híbrido fluctúa entre US\$0.02/KWh y US\$0.12/KWh. La vida útil del almacenamiento cinético rotatorio es de 30 años, duración de 4 horas, 100% carga y descarga y siempre disponible (Bellini 2022).

Las posibilidades futuras de aplicaciones de esta tecnología son elevadas. Específicamente, la durabilidad de los equipos en comparación a los bancos de baterías, la disponibilidad de descarga de 4 horas y costos de largo plazo comparables con los bancos de baterías. Las baterías están sujetas a reemplazo a lo largo de la vida útil del sistema de almacenamiento. Los “fly wheel” tienen una vida útil mayor que las baterías (30 años). La escalabilidad puede hacer de esta tecnología propicia para el desarrollo de las renovables.

Adicionalmente, plantas de ciclo combinado a gas pueden integrar sistemas de almacenamiento con “fly wheels”. El movimiento del rotor del almacenamiento puede ser accionado por el eje del generador. En el momento de liberar energía del almacenamiento, un “clutch” separa el movimiento del eje del almacenamiento de los demás componentes (turbina, generador y condensador sincrónico) (Cook 2023).

Figura 3.

Condensador sincrónico y “fly Wheel”.



Fuente: Siemens Energy

Figura 4.

Almacenamiento en baterías, condensador y “fly Wheel”



Fuente: Siemens Energy Irlanda

El Cuadro 1 resume algunos parámetros que permiten comparar dos tipos de baterías (Li baterías de Litio) y baterías químicas con el almacenamiento mecánico (“fly Wheel” FW).

Cuadro 1.

Comparativo de almacenamiento en baterías y mecánico

Almacenamiento	Capacidad			Vida Util (años)	Costo/Ciclo US\$
	Costo \$	(KWh)	Ciclos		
Baterías Li 1	5,300	7	2,000	5.5	0.37
Baterías Li 2	5,800	10	1,500	4.1	0.38
Bateria química 1	9,180	6.5	6,000	16.4	0.23
Bateria química 2	8,450	9.8	6,000	16.4	0.14
Bateria Mecánica FW	48,000	32	21,900	30	0.068

Fuente: Hanna 2017

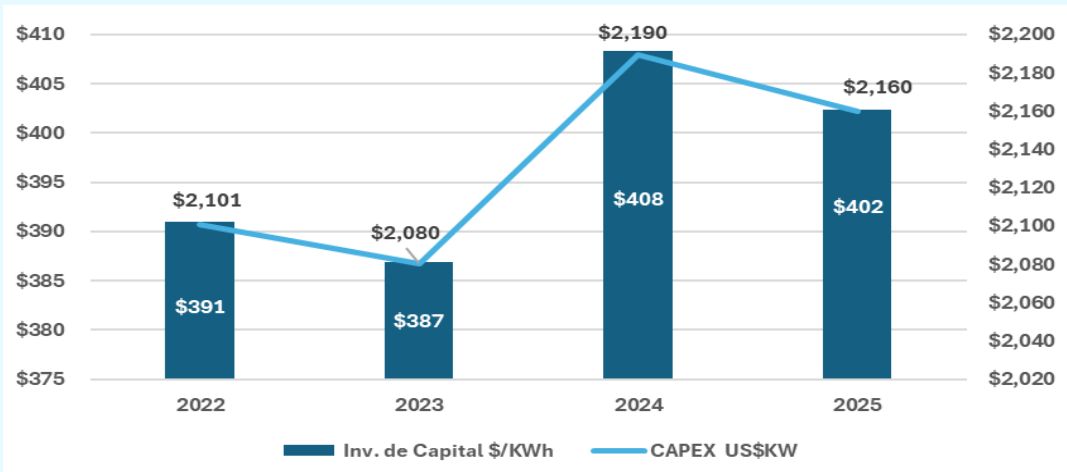
Los datos del Cuadro incluyen capacidad (KWh), numero de ciclos (número de cargas o descargas, durante la vida el equipo), vida útil y costo unitario por ciclo, el almacenamiento mecánico (fly-wheel) no luce en completa desventaja sobre las baterías. El costo por ciclo del almacenamiento mecánico (US\$0.068) es una sexta parte de las baterías de Li (US\$0.37), aproximadamente.

Almacenamiento en baterías

Para fines de este monitor, las baterías consideradas en el análisis son las de iones de Litio. La aplicación específica es para almacenamiento en proyectos de energía fotovoltaica a escala industrial.

Gráfica 4.

Inversión de capital baterías Li. escala industrial

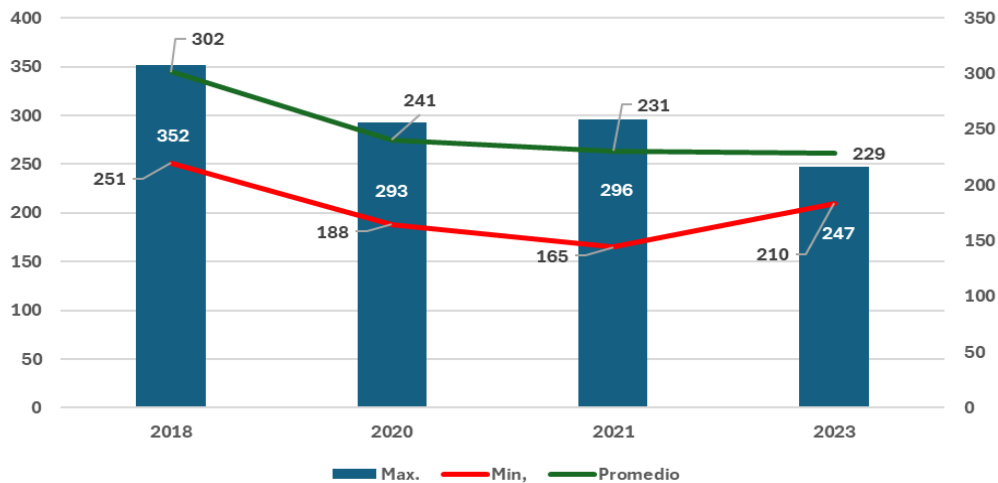


Fuente: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage.

Los datos presentados en el gráfico arriba provienen de análisis elaborado por NREL (National Renewable Energy Lab de Estados Unidos, en 2024). La proyección a 2025 implica una inversión de unos US\$54 millones en baterías; para una instalación fotovoltaica de 50 MW y 25 MW (100MWh C/4) de almacenamiento. La V4.0 de Lazard proyecta un rango entre US\$1,599 a US\$2,162 por KW

Gráfica 5.

Costo de almacenamiento baterías US\$/KW-y



Fuente: LAZARD V4.0; V6.0; V7.0 y V9.

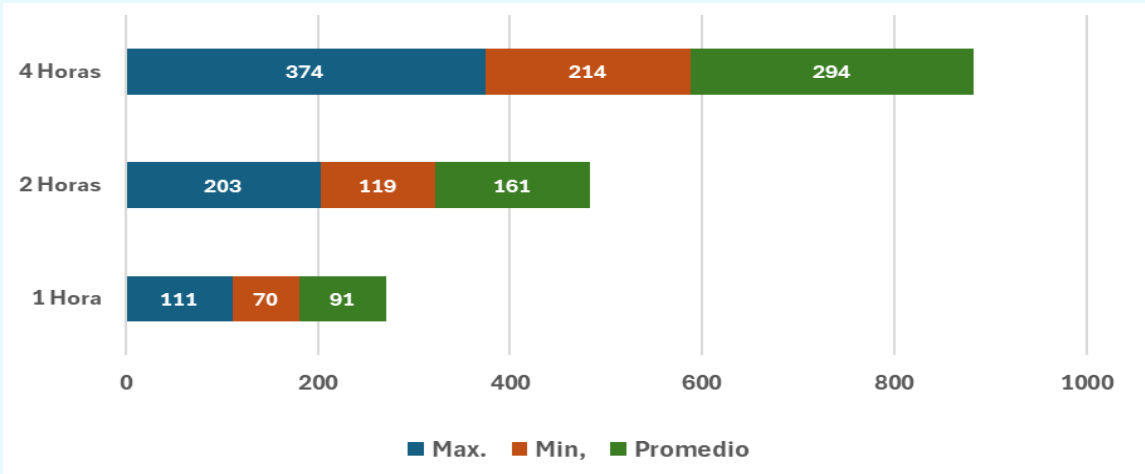
Los datos publicados por LAZARD, en diferentes reportes sobre el costo de largo plazo de almacenamiento, muestran una tendencia hacia abajo. Estos datos se refieren a baterías asociadas con instalaciones fotovoltaicas de gran escala. En adición, la capacidad de los bancos de baterías reportados oscila entre 50MW y 80MW (cuatro horas de almacenamiento, baterías de Li). Los cambios que se verifican en la selección de combinaciones de potencia (baterías y paneles solares) y horas de almacenamiento contribuyen a que los costos reportados varíen por razones adicionales a los precios.

Los datos de costos, en los reportes antes mencionados, se denominan como “levelized cost of storage LCOS” por sus siglas en inglés. El término “levelized” se relaciona con la palabra leveraged (apalancamiento). Los cálculos de costos se realizan para el periodo de vida útil del equipo. En el flujo de dinero asociado con los costos pueden incluirse reemplazos de parte de los equipos. El cálculo implica estimar el valor presente de este flujo de dinero. Es usual ver que el valor de la producción en el denominador del costo unitario es también sujeto a descuento, en las estimaciones de LCOS. Un KWh hoy es el mismo valor en 2050. No es necesario aplicar tasa de descuento a magnitudes físicas.

Con fines de comparación, la Gráfica 6 despliegue costos de almacenamiento en bancos de baterías con capacidad de 100 MW. La V9.0 de la firma LAZARD estima los promedios como instalaciones independientes (stand alone). En otras palabras, estas instalaciones no necesariamente están conectadas a grandes proyectos fotovoltaicos. Esto puede reflejar la penetración del almacenamiento en los servicios de transmisión y distribución. Se observa como el costo unitario promedio, de largo plazo, se reduce con las horas de almacenamiento. Este pasa de US\$294/KW-yr (4 horas) a US\$91/KW-yr (1 hora).

Gráfica 6.

Costo de almacenamiento en baterías. Escala industrial US\$/KM-yr



Fuente: LAZARD V9.0 Junio 2024.

La interrogante planteada en las diferencias de costos de almacenamiento, en función de capacidad y horas de operación, es de cual combinación es la más costo efectiva y rentable. ¿Si solamente requerimos tiempo para permitir que otras unidades de generación inyecten energía ante caída fuerte de generador renovable, es una hora suficiente para esto? En el caso de que las instalaciones de almacenamiento pudiesen generar ingresos adicionales al arbitraje de energía; tales como: ingresos por factor de capacidad, regulación de frecuencia y regulación de voltaje, por ejemplo. La pregunta es qué tan rentable puede ser la inversión en almacenamiento de cuatro horas.

Recientemente la CNE (Comisión Nacional de Energía) emitió una resolución autorizando el arbitraje a los operadores de almacenamiento en baterías. La Resolución CNE-AD-0005-2024 establece la instalación de bancos de baterías en proyecto con capacidad superior a los 20 MW. La capacidad de las baterías debe ser equivalente al 50% de la capacidad instalada y duración de cuatro horas. La Resolución en cuestión modifica la Resolución CNE-AD-0004-2023, que establecía el requerimiento de almacenamiento para proyectos sobre los 50MW. El porcentaje de capacidad de almacenamiento se estableció en un 30%. La modificada Resolución fijaba precios diferenciados por región y la adopción de seguidores de rayos solares de uno (Este a Oeste) o dos ejes (Sur a Norte).

Economía del almacenamiento

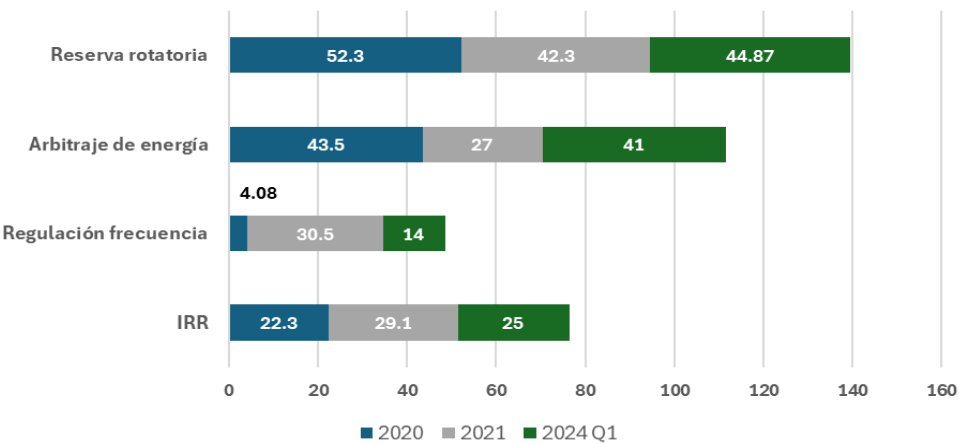
Las posibilidades de apoyar la expansión de las renovables con almacenamiento en baterías, depende del valor agregado que estas encierran para el conjunto (baterías + renovables). En otras palabras, la rentabilidad per se del negocio de almacenamiento debe ser igual a superior al obtenido por la instalación renovable, sin baterías. Pagos por servicios auxiliares puede aumentar la factibilidad de las baterías.

En algunos países de Europa y en Estados Unidos, las instalaciones de baterías reciben remuneración por diferentes conceptos. Las dos fuentes principales son el arbitraje de energía y la regulación de frecuencia. Es posible también obtener ingresos por servicios; tales como: reserva rotatoria, cargos por potencia y despacho forzado. Estos dos últimos, al igual que la regulación de frecuencia, son transados en el mercado local de corto plazo (mercado spot).

El caso de ERCOT, la composición de sus ingresos por servicios de almacenamiento se incluye en Cuadro7. ERCOT es una empresa de generación, transmisión y distribución en Texas, opera 100MW de proyecto solar, 50MW/200MWh de almacenamiento en baterías. Los renglones principales son: arbitraje de energía y reserva rotatoria. La composición de los ingresos por servicios de almacenamiento varía por estados y por países. En algunos mercados la regulación de frecuencia es más remunerada que potencia de reserva.

Gráfica 7.

Porcentaje de ingresos por almacenamiento en baterías. ERCOT, Austín. Texas



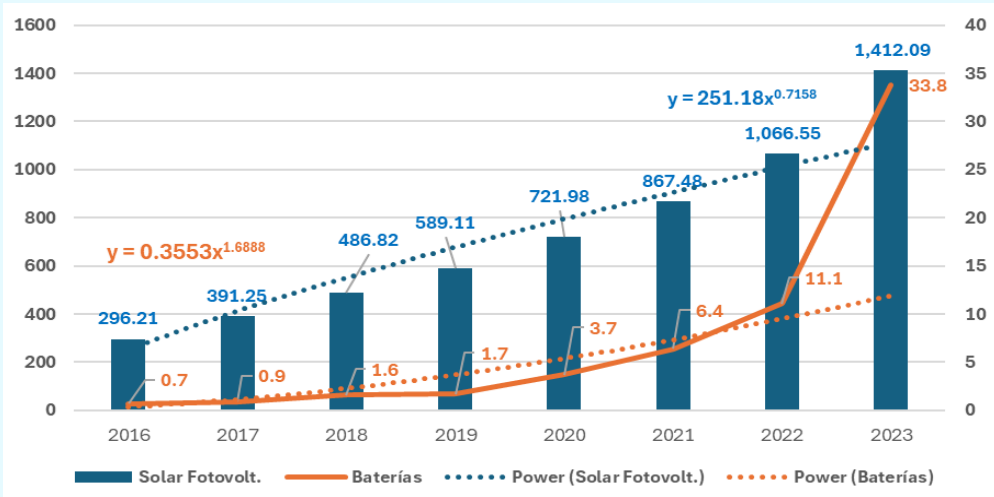
Fuente: LAZARD 2020-2021. modoenergy.com/research/ercot-ancillary-services-explainer 2024Q1

Las tarifas horarias existentes en el país diferencian el pago por potencia en horas de punta. El pago por energía se mantiene invariable. El arbitraje pudiese ser posible vendiendo en horas pico por cuatro horas (7 PM a 11PM). La carga se realizaría en el día comprando a un generador de energías renovables. Si las líneas de transmisión permiten tener diferentes puntos de entrega de la energía, el generador renovable (solar) y el almacenamiento no necesariamente pueden estar en el mismo sitio. Sin embargo, esto no asegura mantener la estabilidad en la generación solar. Las condiciones de lluvia pueden ser diferentes en el lugar del almacenamiento y el correspondiente a las baterías.

La Gráfica 8 muestra la expansión anual de capacidad fotovoltaica instalada y baterías de almacenamiento a escala industrial. Los datos son globales y las fuentes son: IRENA 2024 y International Energy Agency (IEA). Las curvas de tendencia exponencial reflejan un mayor crecimiento para la instalación de baterías, a partir de 2020.

Gráfica 8.

instalaciones fotovoltaicas y baterías a escala industrial. GW Anuales



Fuentes: IRENA RE Statistics 2024. www.iea.org/data-and-statistics

Los servicios de almacenamiento se han expandido en los segmentos del mercado, relacionados con la transmisión y distribución. El caso de ERCOT (Energy Resource Council of Texas), en 2018 incluía almacenamiento con servicio fotovoltaico en la ciudad de Austin. La rentabilidad de esta operación era 8.8%. Para 2021 incluyó ventas de energía en el mercado mayorista (arbitraje) a su operación aumentando su rentabilidad a un 29.1%.

NYISO (New York Independent System Operator) cuya actividad es principalmente ligada a la transmisión y distribución registra una rentabilidad de 22.8%. La empresa de Australia incluida en el sondeo mantuvo los servicios de almacenaje generación fotovoltaica en 2018 y 2021. Las tasas internas de retorno fueron 14.1% (2018) y 12.8% (2021). La penetración de los servicios de almacenamiento más allá del acoplamiento exclusivo con la generación fotovoltaica luce más redituable.

Cuadro 2.

Empresas eléctricas, servicios de almacenaje, TIR

Año	Compañía/País	Actividad	TIR
2018	NYISO	Trans./Dist.	22.8
		Resp. demanda	
2018	ERCOT	PV+Almacenaje	8.8
2018	Australia	PV+Almacenaje	14.1
2021	ERCOT	PV+Almacenaje	
		Mercado mayorista	29.1
2021	Australia	PV+Almacenaje	12.8

Fuente: LAZARD V7.0; V9.0

La política para seguir tendría que incluir esquemas diferenciados de arbitraje para servicios de almacenaje para venta en el mercado mayorista y distribución a consumidores regulados. De esta forma el atractivo para inversionistas privados puede ser mayor. Las instalaciones asociadas a proyectos fotovoltaicos podrían suplir energía y servicios en estos segmentos transmisión y distribución.

El Cuadro 3 resume los precios por potencia en horas de punta (pico) aplicados en los meses de julio a septiembre 2024. Se puede observar que el precio de la energía es invariable; pero el correspondiente a la potencia máxima es siete veces la tarifa de potencia en horario fuera de punta. Cuatro horas de suplir energía almacenada representan unos RD\$275/Kwh (RD\$1,099 /4). Unos US\$4.5 por KWh. El Precio medio de compra de energía SPOT es 0.20 US Cents/kWh). El precio de compra a los generadores, bajo contrato es US\$0.13/KWh. Este valor es el promedio de enero-julio 2024, reportado en el Informe de Desempeño del MEM septiembre 2024. El precio promedio para los usuarios es US\$0.17.

Cuadro 3.

Tarifas de potencia en horas pico. RD\$/KW . Julio-sep. 2024

	Edenorte	Edesur	Edeeste	Promedio
BTH				
Cargo Fijo	207.14	210.15	208.78	208.69
Energía KWh	9.74	8.92	8.98	9.21
Potencia Máxima fuera de punta KW	393.45	357.24	376.09	375.59
Potencia Máxima en horas de punta KW	1,714.50	1,579.29	1,684.59	1,659.46
MTH				
Cargo Fijo	211.19	211.68	210.29	211.05
Energía KWh	9.42	8.64	8.7	8.92
Potencia Máxima fuera de punta KW	142.59	122.73	160.56	141.96
Potencia Máxima en horas de punta KW	1,131.61	1,025.25	1,142.36	1,099.74

Fuente: MEM Informe de Desempeño sep. 2024

El denominado incentivo por regulación de frecuencia ha sido establecido por la Superintendencia de Electricidad. Para fines de análisis utilizamos la cifra de US\$11.65/MWh. Esta tarifa se ajusta por inflación y costo de combustible, en la misma forma que el denominado costo marginal.

En evaluación financiera se asume una capacidad instalada fotovoltaica de 50MW y almacenamiento en baterías de 25MW. Los flujos de efectivo de cada proyecto se evalúan por separado y se incluye venta de energía del proyecto fotovoltaico a un precio de US\$9.3 centavos por KWh para cargar las baterías.

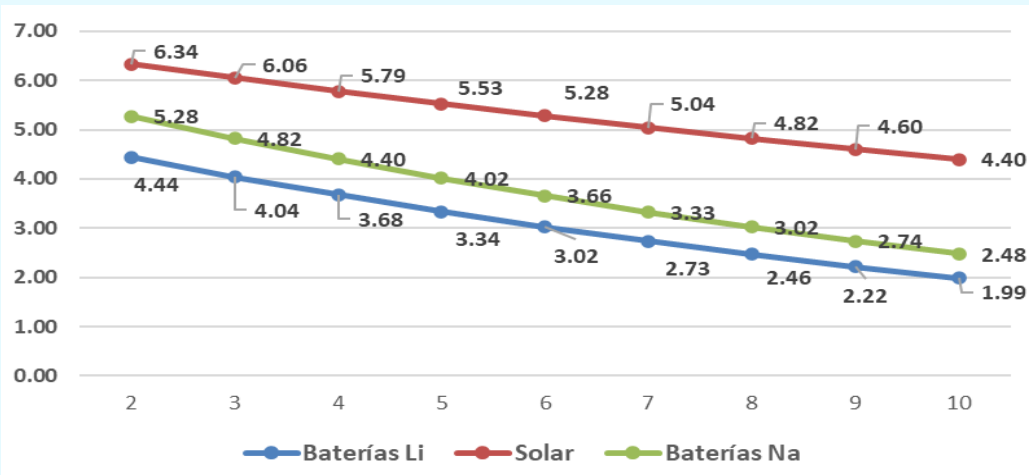
El proyecto fotovoltaico, sin almacenamiento, con una inversión de capital de US\$830,000 por MWp, costo de capital de 6% (75% a financiar), unos 74,000 paneles de 675Wp, precio de energía de venta de energía US\$0.093/KWh e inversión total de US\$42 millones, alcanza una tasa interna de retorno de 17.8%. El valor presente neto es US\$59 millones.

Evaluación financiera para la instalación de baterías de 100MWh se realiza con los siguientes parámetros: producción anual de 30,450 MWh. El costo de recarga proveniente de instalación fotovoltaica se establece en US\$0.09/KWh. La vida útil es de 20 años y no se incluye reemplazo de baterías. Financiamiento del 75% de la inversión (7.5%). El precio para hora pico (potencia) se asume en US\$0.35/KWh. Este valor es inferior al de potencia máxima de punta antes indicado. En ambos escenarios el financiamiento es a 15 años y el impuesto sobre beneficios de 27%.El valor presente neto descontado asciende a US\$20 millones. La retribución solo por arbitraje puede reducir la rentabilidad del conjunto fotovoltaico + baterías.

En un segundo escenario se incluye pago por regulación de frecuencia US\$0.12/KWh. El valor presente neto descontado aumenta a US\$49 millones. En el escenario con inversión de capital un 25% más bajo US\$825,000/MW; tal como se proyecta con las baterías de iones de sodio (Na), el valor presente neto aumenta a US\$54 millones. Para las baterías se incluye degradación de 2% anual. Estos resultados señalan la necesidad de considerar la instalación de sistema de almacenaje en baterías como una planta de operación en pico. Esto implica la retribución por servicios auxiliares en adición a la regulación de frecuencia. La Gráfica 9 incluye segmentos de las funciones de valor presente para los casos analizados.

Gráfico 9.

Beneficios neto descontados. US\$Millones





Aprovechamiento solar no fotovoltaico

La radiación solar en los procesos de concentración conlleva aumentar el calor de los rayos solares con fines de producir vapor, refrigeración o energía eléctrica. El proceso de concentración del calor de los rayos solares es más eficiente en producir calor o frío, que energía eléctrica. Los equipos principales de este proceso son: 1) el concentrador o concentradores de calor provenientes de los rayos solares; 2) equipo de conversión de calor a frío (chiller de absorción de calor); 3) equipo de conversión de calor a energía eléctrica (ciclo orgánico Rankine). Estos reflectores pueden aumentar la temperatura entre 130°C y 220°C (Zahler 2007).

En muchas industrias; por ejemplo, alimentos y bebidas, un componente importante en el consumo de energía es el vapor. Precalentar el agua antes de enviarla a la caldera puede reducir el consumo de combustibles, carbón, biomasa o diésel. En adición, el costo del uso de energía eléctrica en aire acondicionado puede alcanzar el 50% del monto de la factura. Este es el caso de muchos comercios y en la industria hotelera.

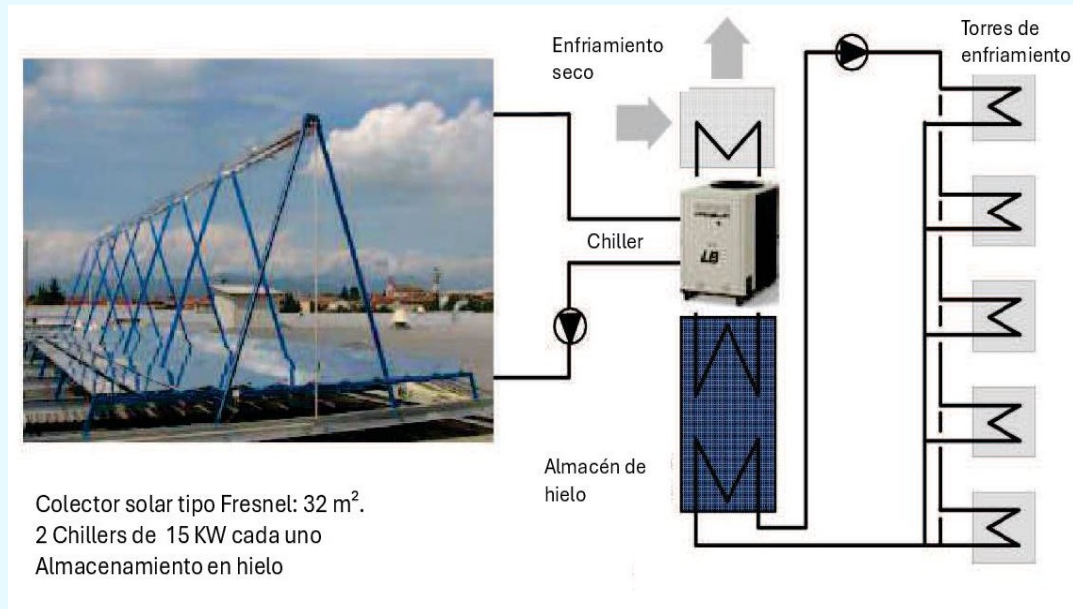
Calefacción y la refrigeración representan la mitad del consumo mundial de energía final. Es la mayor fuente de uso final de energía, aproximadamente. Electricidad (20%) y el transporte (30%). Se espera que la demanda mundial de energía para refrigeración aumente un 45% para 2050 en comparación con los niveles de 2016 (de 7 a 12 exajulios [EJ]) (IEA, 2018) Un exajulio equivale a 277,777 GWh. Actualmente, solo un tercio de la población mundial que vive en climas cálidos posee acondicionadores de aire (Camarasa et al., 2022).

La concentración solar puede ayudar a reducir el costo de energía en aires acondicionados acoplando los concentradores a chillers de absorción de calor. Se puede producir hielo y almacenarlo para que el agua fría que se produzca permita expandir el servicio más allá de las horas soleadas.

Debe aclararse que es necesario un mínimo de radiación solar para hacer viable el sistema (1,900 KWh/m²/año). Muy elevadas temperaturas y humedad pueden reducir la efectividad del sistema. La Figura 5 muestra instalación de aire acondicionado con concentrador lineal tipo Fresnel, chillers de 15KW cada uno, y “torres” de enfriamiento instalados en Italia (Zahler, 2007). La Figura 6 muestra los componentes de un reflector solar lineal tipo Fresnel.

Figura 5.

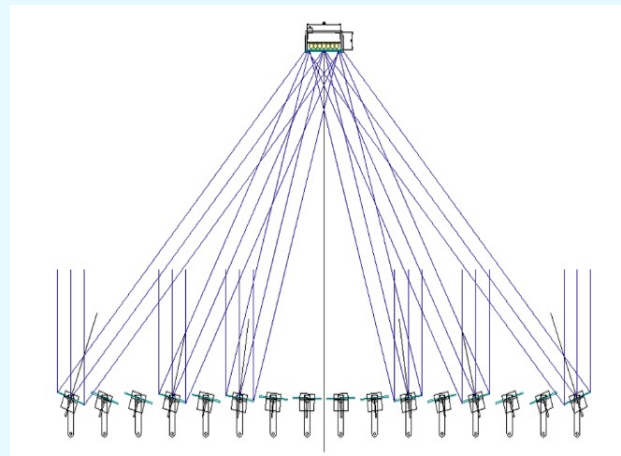
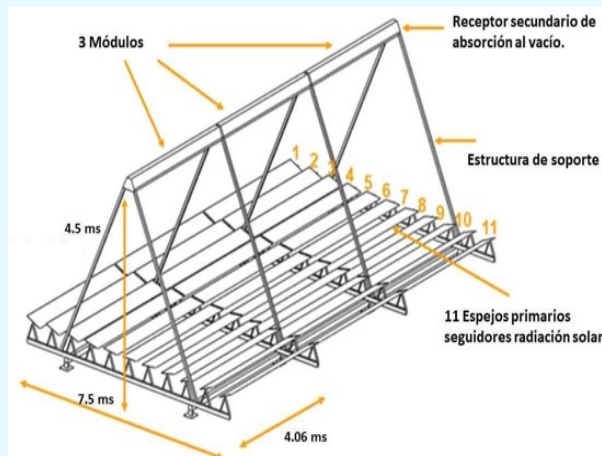
Configuración aire acondicionado solar con almacenamiento.



Fuente: Zahler 2007

Figura 6.

Esquema de diseño reflector solar Fresnel



Varios países alrededor del mundo fabrican estos reflectores. En Europa están: Alemania, Italia, España, Suecia y Turquía. La India también fabrica estos reflectores. Es posible encontrar datos en la Red que provean información para fabricarlo localmente. Ver documento de IT Power, India 2015. También se pueden obtener detalles en Rolf Bernhard, et. al. 2008. Esta tecnología puede visualizarse como una “caldera solar”. El efecto sobre la dirección de los rayos solares es similar a una lupa; pero con el foco en posición contraria.

La inversión de capital estimada por metro cuadrado de estos equipos promedia US\$175. La recuperación de la inversión de una “caldera solar” varía entre 4 y 5 años en comparación con una caldera de bunker (HFO), y alrededor de 3 años comparado con una de producción industrial de vapor a diésel o gas. (Filali, Y. et. al 2020). Los reflectores planos tienen seguidores de rayos solares (Este a Oeste). La orientación es Norte-Sur.

Otros concentradores que no requiere conocimientos muy especializados son las parábolas o discos de reflexión solar. En otras palabras, no existen patentes que impidan a fabricantes locales su producción. Estos reflectores se asemejan a las antenas para captar señales de satélites. La superficie cóncava es construida con piezas metálicas cubiertas de material reflexivo. En el foco, donde se concentra la mayor temperatura, se calienta un aceite térmico que por intercambio de calor expande un tipo de refrigerante; para reducir temperatura del agua. Se construyen con seguidores de rayos solares (ejes duales). La Figura 7 muestra imágenes de este tipo de reflectores.

Figura 7.

Reflectores de rayos solares parabólicos.



www.indiamart.com/proddetail/solar-parabolic-dish



www.solartronenergy.com/solar-concentrator

Los ejemplos de concentradores descritos pueden ser utilizados para generar electricidad; sin embargo, equipos adicionales para generar tienen que ser incluidos. Esto aumenta la inversión de capital y costos de inversión y mantenimiento. Simultáneamente, la eficiencia energética se reduce.

Estos reflectores pueden iniciar con la producción de calor para procesos industriales, el tratamiento de aguas salobres que puedan ser tratadas con evaporación y refrigeración. Otra aplicación para considerar, debido la necesidad de aumentar la producción de alimentos en invernaderos (agricultura vertical); es la refrigeración de estos. La refrigeración para permitir el trabajo humano en las temperaturas diurnas del Suroeste y Noroeste del país; así como también la introducción de nuevos cultivos.

Referencias:

Andraka, Charles E. 2008. *COST/PERFORMANCE TRADEOFFS FOR REFLECTORS USED IN SOLAR CONCENTRATING DISH SYSTEMS*. Sandia National Laboratories. Albuquerque, NM 87185, USA. Proceedings of ES2008 Energy Sustainability. August 10-14, 2008, Jacksonville, Florida USA. ES2008-54048.

Aljudaya, Ahmed. et. al. 2019. *Techno-Economic Assessment of Molten Salt-Based Concentrated Solar Power: Case Study of Linear Fresnel Reflector with a Fossil Fuel Backup under Saudi Arabia's Climate Conditions*. Energies-17-02719.

Benhard, Rolf. Et. al. 2008. *Linear Fresnel Collector Demonstration on the PSA, Part I - Design, Construction and Quality Control. Conference: SolarPACES, 14. International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*. www.researchgate.net/scientific-contributions/Rolf-Bernhard-75891003.

Bellini, Emilian. 2022. www.pv-magazine.com/2022/10/04/abb-to-stabilize-dutch-grid-with-9-mwh-battery-flywheel-storage-facility. October 4.

Camarasa, C., Mata. et. al. 2022. *A global comparison of building decarbonization scenarios by 2050 towards 1.5-2°C targets*. *Nat Commun* 13, 3077. <https://doi.org/10.1038/s41467-022-29890-5>.

Cook, James. 2023. *Siemens Energy Delivers Hybrid Grid: BESS, Condenser to Stabilize Irish Grid*. Published on: October 20. www.turbomachinerymag.com/view/siemens-energy-delivers-hybrid-grid-bess-condenser-to-stabilize-irish-grid.

Filali, Yousra. et. al. 2020. *Preliminary cost-effectiveness assessment of a Linear Fresnel Concentrator: Case studies*. *Case Studies in Thermal Engineering*. Volume 22, December 2020, 100730. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2020.100730>.

Froese, Michelle. 2018. *Hawaiian Electric launches four-hour kinetic energy storage system*. March 13. www.windpowerengineering.com/hawaiian-electric-launches-four-hour-kinetic-energy-storage-system.

Gezer, Dogan, et. al. 2021. *Frequency Containment Control of Hydropower Plants Using Different Adaptive Methods*. *Energies* 2021, 14(8), 2082; <https://doi.org/10.3390/en14082082>.

Hanna, Russell. 2017. *Fly Wheel Energy Storage System*. *Energy Green Fields*. Amber Kinetic.

LAZARD. Levelized Cost of Storage. V4.0; V6.0; V7.0 y V9.

National Renewable Energy Lab. NREL. 2024. *Utility-Scale Battery Storage. Electricity*. <https://atb.nrel.gov/electricity>.

Platero, Carlos A. et. al. 1996. *Hydropower Plants Frequency Regulation Depending on Upper Reservoir Water Level*. www.mdpi.com/1996-1073/12/9/1637.

S. Koohi-Fayegh, M.A. Rosen. 2020. *Journal of Energy Storage*.

Zahler, Crhistian. 2007. *Concentrating Collectors for Process Heat Applications*. PSE GmbH. www.pse.de.

World Energy Outlook. 2018. - Analysis - IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>.



VAES

Viceministerio de Análisis
Económico y Social

El informe Monitor Energético Regulación de Frecuencia, Almacenamiento y Concentración Solar. Marzo 2025

Elaborado por Viceministerio de Análisis Económico
y Social (VAES), del Ministerio
de Economía Planificación y Desarrollo

#somoseconomía #somosplanificación #somosdesarrollo



MINECONOMIARD | <https://mepyd.gob.do/>