

Una importante focalización
en los costos generales
de las energías



Un cambio irreversible hacia la transición energética, del costo marginal hacia el costo nivelado de la energía

Por **Vicente Serra Marchese** (Intelligence Energy Solutions)

Durante la década de 1990, luego de las privatizaciones, se impuso el concepto de costo marginal¹ de la energía. Este método implicaba que el costo para la demanda y el precio de remuneración para los generadores era el fijado por la última máquina puesta en servicio para satisfacer la demanda. Esta señal de precios era un incentivo para atraer nuevas inversiones en el parque de generación que era obsoleto, ineficiente para la tecnología de la época y finalmente una cuasi renta muy interesante del parque en abastecer la demanda (1988-1989), el exministro Rodolfo Terragno tuvo que importar turbinas de gas de urgencia por para evitar nuevos cortes y el costo promedio para abastecer el sistema era de 40 USD/MWh (valor de los contratos con las centrales Costanera y Puerto, establecidos en las licitaciones de la privatización de los servicios públicos). Antes de la vigencia del costo marginal de la energía (resolver la fórmula de Laplace de optimización del costo de uso de combustibles y la adopción del Oscar y Margó desarrollado por Electricité de France (Empresa Estatal de Francia), las tarifas en las empresas estatales eran basadas en costos para los usuarios y establecidas políticamente por el gobierno de turno, dada su incidencia en el índice de costo de vida; la diferencia era compensada por fondos capitalizables del Estado.

El uso de costo marginal lleva implícito captura de rentas por ganancia de eficiencia respecto de otro competidor ineficiente, algo similar a lo que sucede en el mercado del gas y petróleo donde los precios de venta los impone el equilibrio de oferta y demanda y, como consecuencia ante el *shale gas* o *shale oil*, quienes aún poseen yacimientos para ser explotados en forma convencional obtienen una renta mayor que los mencionados previamente. Sin embargo, el uso de este sistema para el mercado de generación eléctrica agregado (conjunto de generadores oferentes, costo marginal del sistema) y para la unidad disgregada (costo marginal privado) en el límite de igualación de eficiencia, los ingresos obtenidos no compensan los costos medios de

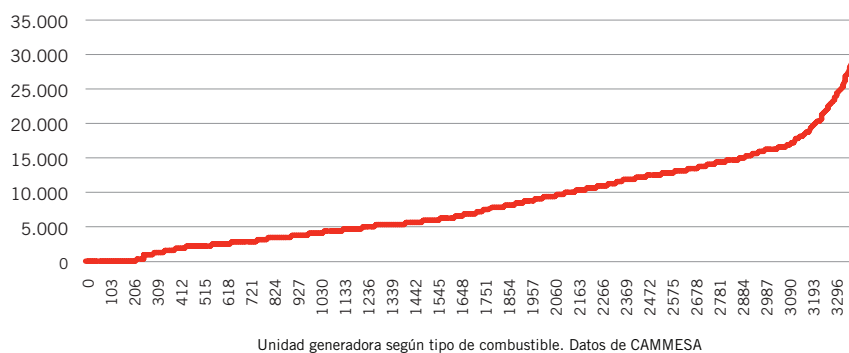


Figura 1. Costos marginales actuales del sistema eléctrico en \$/MWh.

las unidades de negocio, lo cual produce un quebranto del sistema. Por último, vale la pena recordar el concepto de costo marginal social².

Costo marginal del sistema

A partir de la ecuación del costo total del sistema conformado por un costo fijo y otro variable podemos calcular el costo marginal del sistema. Los costos marginales, como cualquier derivada, son tangentes a las curvas totales y variables de costos en cada punto

$$CTS = CFS + CVPS$$

Derivando en función de Q (MW) producción podemos obtener los costos de producir una unidad más para el sistema, en función de la producción.

$$\frac{\partial CTS}{\partial Q} = \frac{\partial CFS}{\partial Q} + \frac{\partial CVPS}{\partial Q} = 0 + CMaS$$

donde:

CTS = costo total del sistema

CFS = costo fijo del sistema

CVPS = costo variable del sistema

En la figura 1, se grafica los costos marginales actuales del sistema eléctrico.

Costo marginal de una unidad de producción

$$CT = CF + CVP$$

Derivando en función de P podemos obtener los costos de producir una unidad más, en función de la producción.

$$\frac{\partial CT}{\partial Q} = \frac{\partial CF}{\partial Q} + \frac{\partial CVP}{\partial Q} = 0 + CMa$$

donde:

CTS = costo total de la unidad generadora

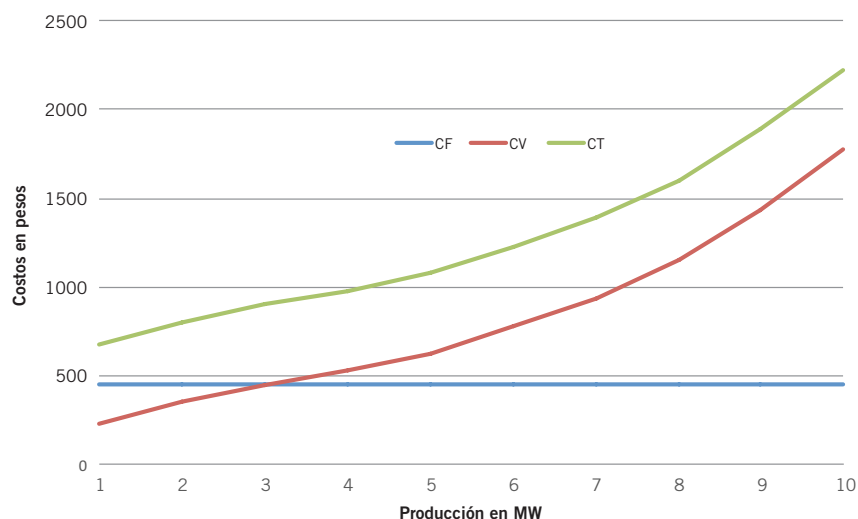


Figura 2.a. Variación de costos en función de la cantidad producida.

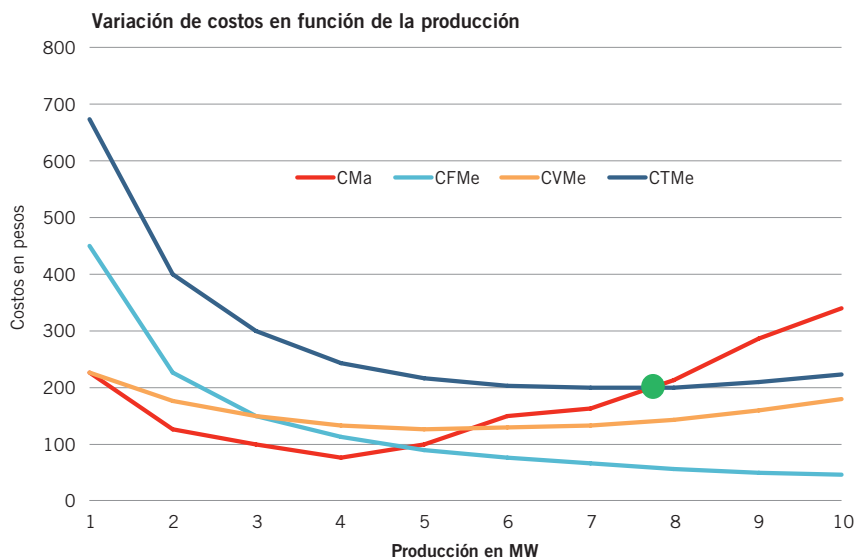


Figura 2.b. Costos marginal y costos medios de una unidad generadora.

CFS = costo fijo de la unidad generadora

$CVPS$ = costo variable de la unidad generadora

En la figura 2.a, se grafica la variación de costos en función de la cantidad producida.

En la figura 2.b, se grafica el costo marginal y los costos medios de una unidad generadora, donde

$$CFMe = \frac{CF}{Q} \text{ Costo medio Fijo}$$

$$CVMe = \frac{CV}{Q} \text{ Costo medio Variable}$$

$$CTMe = \frac{CT}{Q} \text{ Costo medio Total}$$

El punto verde ● es un punto de equilibrio en donde el beneficio será negativo a la menor producción Q de ese punto.

Teniendo en cuenta la ecuación del Beneficio

$B = I - CT$ si queremos hallar el máximo beneficio realizamos la derivada donde el máximo se dará cuando

donde B es el beneficio, e I el ingreso.

$$\frac{\partial B}{\partial Q} = \frac{\partial I}{\partial Q} - \frac{\partial CT}{\partial Q} = 0$$

Es decir que el máximo beneficio se da cuando el ingreso marginal es igual al costo marginal $IMa = CMa$.

Ahora bien, el IMa viene dado por el sistema y es el mismo valor

para todo el sistema como si fuese el valor de un commodity que varía en forma horaria.

$IMa = CMaS$, por lo tanto, cuanto más lejos esté el $CMaS$ del CMa , se podrá obtener una sobrerenta o una sobrepérdida por trabajar de manera forzada, cuando el análisis se realiza a nivel de la unidad de generación.

Esta metodología aplicada provocó que durante la década de 1990 los costos del sistema promedio bajaran de 40 USD/MWh a mínimos de 22 USD/MWh, debido a la inversión en nuevas unidades de generación que bajaron el costo marginal del sistema.

El sector de generación es un sector dinámico cuyo largo plazo no pasa de diez años, mientras que en el sector transporte y distribución, el largo plazo alcanza los 30 años aproximadamente con igualdad de eficiencia.

Tengamos ahora tres unidades de generación, cada una con su costo marginal: $CMa1 < CMa2$ y $< CMa3$, cada una de una potencia de 10 MW con una demanda por cubrir de 25 MW.

El despacho se hace con costos crecientes hasta llegar a los 25 MW, por lo que el $CMaS = CMa3$.

De esta manera, se obtiene un sobre beneficio para la unidad 1 de $Be1 = CMa3 - CMa1$ y para la unidad 2 de $Be2 = CMa3 - CMa2$. Ese beneficio extraordinario fue el que permitió afrontar los costos de capital intensivo de las nuevas unidades de generación y donde la suma fija de remuneración por potencia lo único que sostenía eran los costos fijos para que la central estuviese disponible.

En el análisis se debe tener en cuenta la vida de un generador expresado en años es su inflexibilidad a la adecuación tecnológica. Esto implica, que con el aumento de la productividad es necesario un flujo de fondos para mantener el sistema con costos decrecientes que el sistema marginalista no prevé³. En la figura 4 se observan dos unidades de generación, la primera arranca beneficiándose de que el $CMaS$ es mayor que su $CMa1$, debido a la mejor tecnología disponible y una mejor eficiencia. A su vez, en los últimos 100 años, cada 10 se viene dando un salto de eficiencia de más del 25 % por ello la unidad 2 arranca cuando el margen de eficiencia es el suficiente para afrontar los retornos del repago de capital.

Como se puede observar en figura 5, con el tiempo y en la medida que se vayan reemplazando las unidades menos eficientes, el $CMaS$ baja y lle-

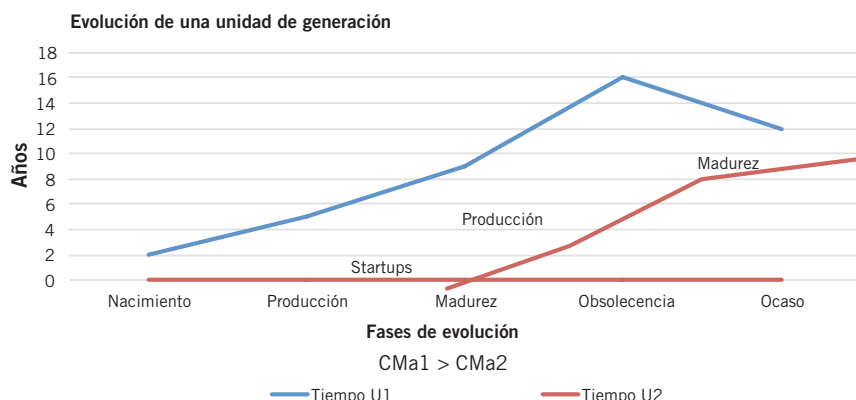


Figura 4. Evolución de una unidad de generación.

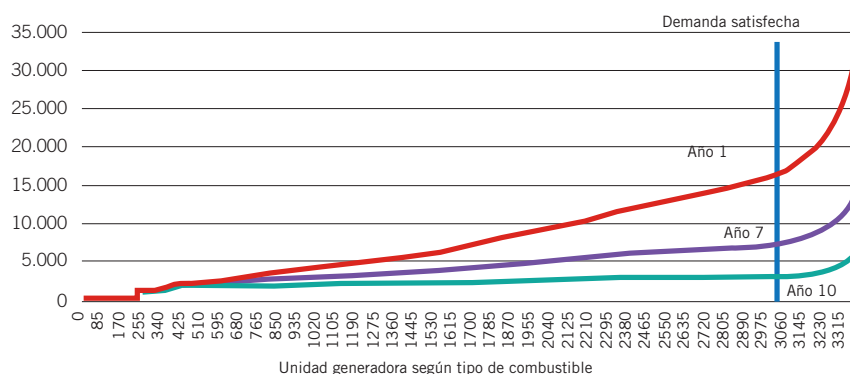


Figura 5. Costo marginal del sistema en \$/MWh en función de la productividad del parque generador.

ga a la situación en la que al ser el CMan con diferencias muy exiguas entre los CMan de cada una de las máquinas minimizando las captura de beneficios extraordinarios que pudiera pagar nuevos costos de capital para repagar nuevas inversiones.

Cabe resaltar, que, si bien se ha usado el sistema marginalista a semejanza de un mercado libre de precio libre, en la práctica desmitificando a quienes sostuvieron que el sistema eléctrico era un ejemplo del libre mercado, en realidad se trataba de un mercado de precios administrados; dado que según los procedimientos del OED (Organismo Encargado del Despacho) conocido como CAMMESA, la declaración del CMan que realizaban los generadores tenían como límite para declarar el CVP, el rendimiento térmico de

conversión de la máquina generadora (Kcal/KWh) y la tarifa regulada de ID (interrumpible distribución) de la Licenciataria suministradora del Gas (antes del *unbundling*) o el costo de referencia del combustible usado.

Tenemos entonces un supuesto mercado libre declamativo, hablando de criterio marginalista, basado en límites técnicos de costos asociados a rendimientos térmicos y un costo de combustible regulado. Es decir, se proclamaba un mercado libre (con tope) basado en un mercado regulado del gas o en precios de referencia de combustibles establecido por las autoridades. La implementación del malogrado decreto 804/2001 era conducente con la teoría marginal y el libre mercado conforme los libros de texto⁴. Con la libertad de declarar precios y no

un costo variable de producción técnico (CVP declarado) era posible declarar bajo el sistema un costo CMan = 0, dado que se trataría de un generador montado sobre un yacimiento de gas o el generador, con un contrato *take or pay* del 100 % por el gas, de manera que se pueda capturar cualquier CMan del sistema dado que estaría 100 % del tiempo despachado, monetizando el gas en el mercado eléctrico, que de otra manera debía pagar una fuerte multa por venteo.

Por todo lo expuesto es evidente que el sistema de libre mercado, deformado por límites técnicos e insumos regulados, al igualarse dentro de un rango mínimo la variabilidad del CMan, derivó en un fuerte incentivo a no encarar nuevas inversiones en generación.

Luego de 2001, el mercado económicamente adaptado (jerga de la época, que se basaba en 45 días de corte de gas en invierno) entrará en crisis, las nuevas incorporaciones de generación vinieron de la mano de instrumentos financieros como el Foninven o licitaciones de ENARSA con modalidad de contratos de potencia y energía asociada donde la remuneración por potencia repagaba el costo de capital invertido, muy alejado de la remuneración por potencia de los procedimientos que, en algunos casos, apenas compensan los gastos fijos de las unidades generadoras.



Pasamos de un esquema en el que las decisiones de nuevos proyectos lo decidían los inversores en función de la captura de un sobrebeneficio sobre CMaS, a una planificación que permitiera abastecer la demanda en el pico y la derivada de esta última de poder acceder a electrodomésticos a precios accesibles. En el interín de este proceso comenzó la inserción de las energías renovables primero en Europa con subsidiaridad luego en el resto del mundo.

La inserción de las energías renovables

El objetivo primordial era combatir, por un lado, la dependencia del gas proveniente de países extranjeros y, por otro, bajar las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Asimismo, se comenzó con una transición hacia un uso electro intensivo al modificar la matriz energética cada vez menos dependiente de los combustibles fósiles.

En los últimos años, los contratos suscritos para el cambio de la matriz se fueron venciendo y el sistema de precios del Mercado Eléctrico Europeo⁵ y en los Estados Unidos comenzó a colapsar a tal punto que viejas centrales de carbón tienen que enfrentar en el pool precios del sistema

negativos. Todo era porque las energías renovables tienen un costo cero para producir un MW más y como no se puede almacenar en forma económica y difiere del de las centrales hidroeléctricas con capacidad de embalse donde el valor del agua es factible de ser asignado por la máquina térmica que la substituiría.

Desde 2008 los mercados de la electricidad en Europa afrontan con regularidad la combinación de precios negativos y una creciente volatilidad, lo que proporciona señales inquietantes para las inversiones en nueva capacidad de generación como puede apreciarse en la figura 6. La electricidad no se puede almacenar de manera eficiente a gran escala, debido a esto el desequilibrio entre la baja de la demanda y una producción renovable con prioridad de despacho, se pueden ajustar fácilmente los sistemas.

Alemania experimentó precios negativos de -83,94 €/MWh durante ocho horas el 21 de abril. En este tiempo, este país mantuvo una combinación de generación eólica por encima del promedio mensual con alta generación solar y cubrió alrededor del 88 % de su demanda.

Los precios negativos de la electricidad obedecen a una serie de factores: las tarifas preferenciales que se

utilizan en Francia; las bonificaciones sobre los precios en Bélgica; y las subastas organizadas España y la seguridad para el productor de energía renovable de que toda su producción se inyectará a la red al tener prioridad de despacho representan una fuente de inelasticidad en el lado de la oferta, que también se encuentra en la demanda, debido a la inercia que tienen los clientes para cambiar los patrones de consumo; por último, la falta de disponibilidad de capacidad de almacenamiento y un mercado inmaduro en el desarrollo de los vehículos eléctricos.

Como consecuencia se implementaron nuevas regulaciones que obligan a los productores de electricidad verde a cortar su inyección a la red cuando se dan precios negativos o a asumir de forma parcial con restricción. Aun así, las fuentes de energía renovable con perfiles de producción dentro de una geografía determinada crearán un exceso de suministro de electricidad durante ciertas horas, lo que conducirá automáticamente a una reducción de precios en los mercados en estas franjas horarias⁶.

Las agencias reguladoras deberán preguntarse: ¿qué tipo de energía es más económica: la termoeléctrica o la energía renovable hidroeléctrica,

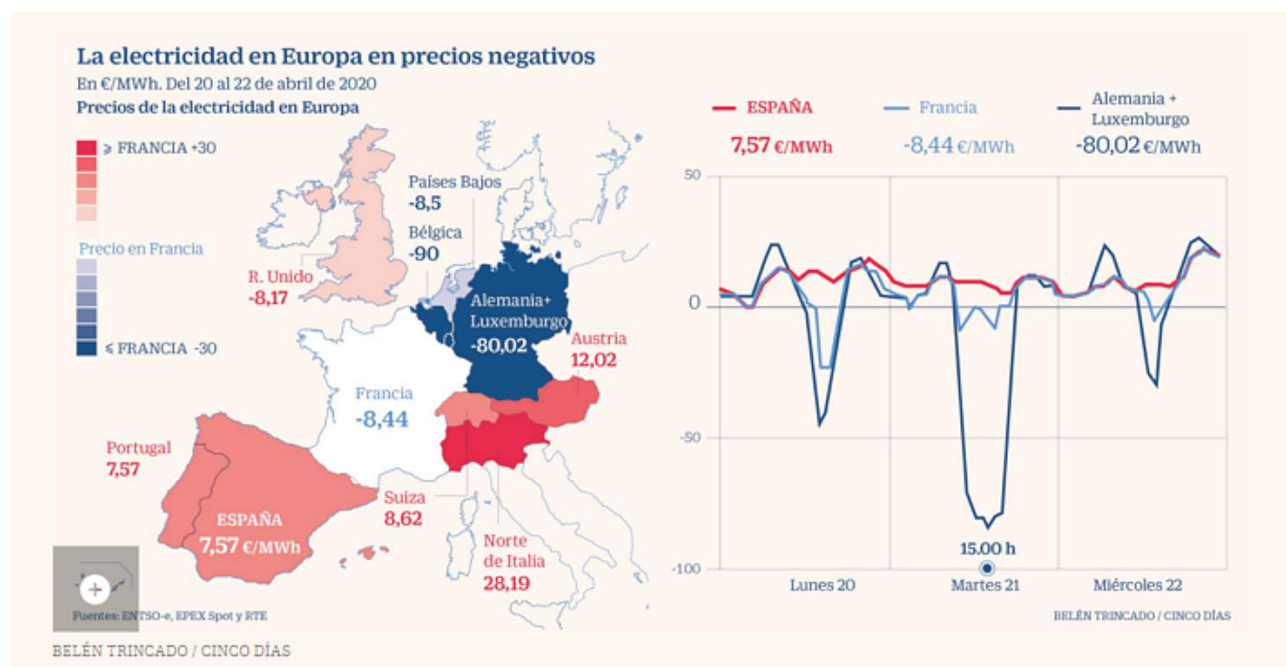


Figura 6.

solar o eólica? y establecer sistemas de decisión y metodologías para tener eficiencia en los recursos a la hora de establecer nuevos contratos de compra de energía de mediano plazo para asegurar el abastecimiento de la demanda pico, el costo marginal social subyacente y la ineficiencia económica que las decisiones de corto plazo afectan el mediano plazo.

Costo nivelado de la energía (LCOE)

Este concepto surge como consecuencia de que estamos tratando con tecnologías diversas, con requisitos de inversión totalmente diferentes, vidas útiles disímiles, factores de planta y costos de operación que varían en función del tipo y la ubicación del proyecto que no se pueden comparar entre sí con el análisis clásico tradicional, por lo tanto el método que se propone es uno que sienta a las maneras de producir energía bajo un mismo marco de referencia para establecer la conveniencia de afrontar un nuevo recurso.

El costo nivelado de la energía es una herramienta útil que permite comparar de forma consistente los costos de diferentes tipos de tecnologías⁷.

El modelo contiene variables, como el costo de inversión necesario para construir la planta, la vida útil de la central eléctrica y el costo de operación y mantenimiento para cada año, entre otros.

En base a este modelo los reguladores pueden realizar un análisis de sensibilidad que permite detectar qué acciones concretas se pueden tomar para reducir el costo nivelado de la electricidad en determinado proyecto.

Las magnitudes destacadas son las siguientes:

- 1. Establece un punto de equilibrio:** su resultado, un costo en kilovatios por hora (kWh), puede también considerarse como el punto de equilibrio de una central eléctrica, es decir que permite conocer el precio mínimo al que la central tendría que vender la electricidad para no ganar ni perder.
- 2. Permite conocer alternativas atípicas:** la utilización del LCOE como análisis entre varias fuentes de energía permite obtener resul-



tados diametralmente diferentes, incluso dentro de una misma tecnología. Por ejemplo, en un país con una geografía ideal para minihidroeléctricas (tanto en costo de inversión como en factores de planta) podría ser mucho menor que una hidroeléctrica de pasada en un país plano con mano de obra costosa.

- 3. Mide la evolución de la competitividad:** permite comparar las tecnologías a lo largo del tiempo. Así, hace cinco años, el costo nivelado de las plantas solares no podía competir con otras fuentes de energía, mientras que hoy con la reducción drástica en el costo de inversión, las plantas solares compiten al mismo nivel que otras tecnologías en licitaciones por contratos de energía.
- 4. Es el primer paso:** anterior a determinar el Costo de Electricidad Nivelado Evitado (LACE), que mide el costo de electricidad evitado por la nueva planta eléctrica, debido al desplazamiento que la infraestructura produce en el sistema. Expresado matemáticamente⁸:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

donde:

LCOE es el costo nivelado de la energía.

I representa los gastos de inversión de cada año, incluyendo los de financiación de la planta de energía.

M representa los costos fijos y variables de operación y mantenimiento de la instalación de cada año (sueldos, recambios, impuestos, etc.).

F representa el costo del combustible de cada año. En una renovable (excepto la biomasa) este factor sería cero.

E representa la generación de energía cada año.

r = tasa de descuento.

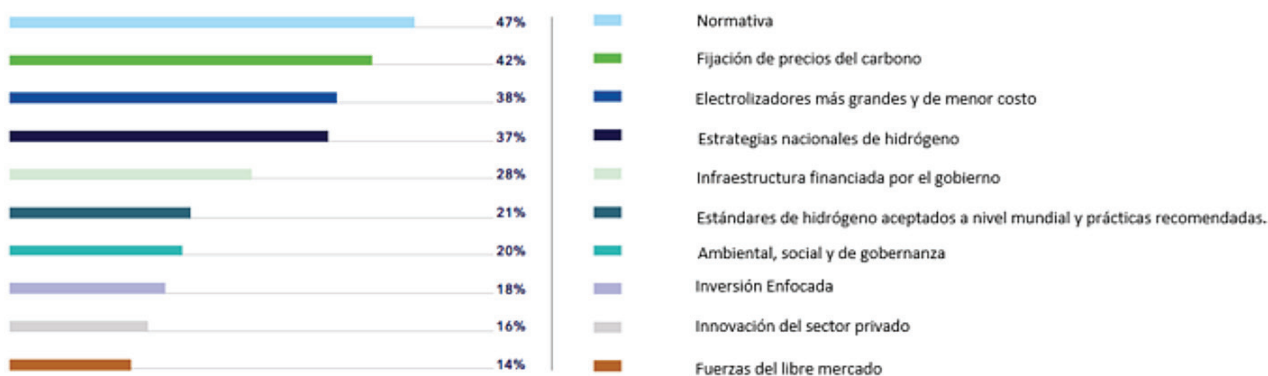
t = año.

n = años de vida útil.

Costo evitado nivelado de electricidad basado en la operación del sistema de potencia (LACE)

Conceptualmente es un indicador complementario a LCOE para evaluar

Principales impulsores de la participación del hidrógeno



el desempeño de un proyecto de generación insertado en la red que incorpora los cambios en el sistema fruto de la inserción de la nueva generación.

Estimar el costo evitado (CA) de un proyecto de generación es importante para identificar la opción de generación más prometedora. Para determinar el efecto económico y técnico en el sistema de un proyecto de nueva generación, se puede emplear el método de DRR (requisitos de ingresos diferenciales)⁹. Compara el costo operativo de un sistema de energía con y sin el proyecto de nueva

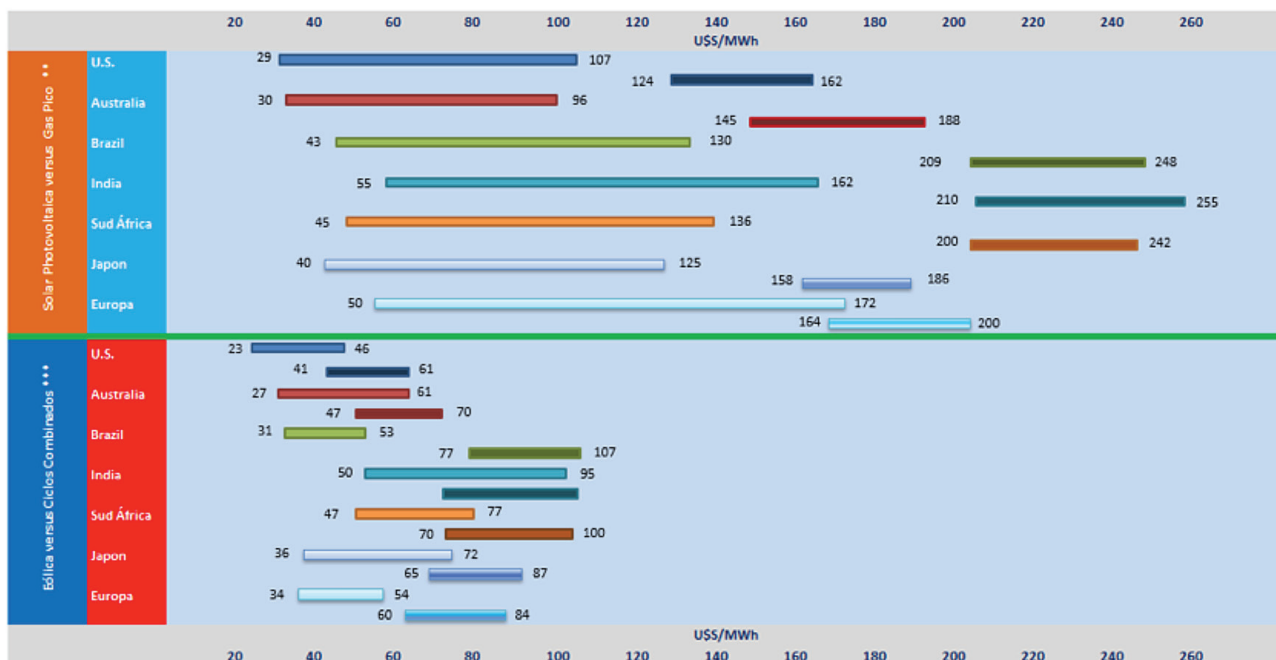
generación en el tiempo.

El LACE de un proyecto se basa en encontrar los impactos potenciales, ya sean ventajas o desventajas que un nuevo proyecto puede ofrecer al sistema eléctrico. Los impactos deben obtenerse considerando la operación potencial del sistema de energía en diferentes condiciones. El objetivo es identificar si la construcción del proyecto puede reemplazar otros recursos de generación debido a razones económicas o técnicas.

Un proyecto de nueva generación puede mejorar la seguridad

del sistema bajo contingencias N-1, proporcionar energía firme, ofrecer apoyo durante los períodos de máxima demanda o reemplazar una generación más costosa. Así, LACE no solo evalúa el desempeño económico del proyecto, sino que también capta sus características operativas, permite cuantificar beneficios económicos, debido al reemplazo de generación costosa, congestión de la transmisión y mejoramiento de la seguridad N-1.

Como nuestra característica topológica de la red es singular, dada



** Precio de Gas asociados : U.S. 3,46 US\$/MMBTU - Australia 8 US\$/MMBTU - Brazil 7 US\$/MMBTU - India, Japon y Sud África 7 US\$/MMBTU - Europa 6 US\$/MMBTU - Factor de Carga 10 %

** Factor de Carga Solar : U.S. 25 % - Australia 28 % - Brazil 27 % - India 22 % - Japon 17 % - Sud África 28 % - Europa 15 %

*** Precio de Gas asociados : U.S. 3,48 US\$/MMBTU - Australia 8 US\$/MMBTU - Brazil 7 US\$/MMBTU - India, Japon y Sud África 7 US\$/MMBTU - Europa 6 US\$/MMBTU - Factor de Carga 70 %

*** Factor de Carga Eólica : U.S. 47 % - Australia 36 % - Brazil 50 % - India 30 % - Japon 27 % - Sud África 32 % - Europa 35 %

sus características macrocefálicas de la demanda respecto de las fuentes de generación, la ecuación esta modificada para tener en cuenta la expansión de la red para interconectar nuevas fuentes de energía.

$$LACE = \frac{\sum_{t=1}^n \sum_{e=1}^Y \frac{(CMg_e * Hd_e + PP_e + CT_e)_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{EGh_t}{(1+r)^t}}$$

El costo nivelado evitado de la electricidad representa los ingresos potenciales disponibles para el propietario del proyecto por la venta de energía y la capacidad de generación. Este costo es un promedio ponderado del costo marginal del despacho de electricidad durante los períodos en los que se supone que opera el proyecto, ponderado por el número de horas de operación asumida en cada período.

El costo marginal de cumplir con las reservas de planificación del sistema se pondera por el crédito de capacidad estimado para cada tecnología.

donde:

LACE es el costo nivelado evitado de la electricidad, expresado en unidades de \$/MWh.

T es el período de tiempo.

Y es el número de estaciones en el año.

e es la estación del año.

n es el año.

CMg representa el costo marginal de la energía en los nueve períodos de tiempo (pico, resto y valle y para cada una de las estaciones del año)

Hd = horas despachadas y son el número estimado de horas en la estación en que genera la unidad. Este número es consistente con los parámetros de utilización asumidos para el cálculo de LCOE.

PP es el pago por capacidad para el sistema de cumplir con el margen de reserva de confiabilidad y satisfacción de la demanda.

CT es la anualidad de la inversión en transporte para la conexión de la unidad de generación conforme su incidencia.

Para las unidades despachables, el cargo por capacidad es toda la ca-



pacidad de la placa de identificación. Para las energías renovables intermitentes, el cargo de capacidad se califica en función de la disponibilidad del recurso durante los períodos en que se remunera potencia. Las horas de generación anuales esperadas son el número de horas que se supone que la planta opera en un año; la derivación es idéntica a la descrita en la sección LCOE anterior.

El Beneficio Neto

El beneficio neto (BN) de un proyecto de generación, expresado como la diferencia entre LACE y LCOE, puede considerarse como la ganancia (o pérdida) potencial por unidad de producción de energía para la planta.

BN proporciona un índice que ayuda a identificar los proyectos de generación más promisorios durante

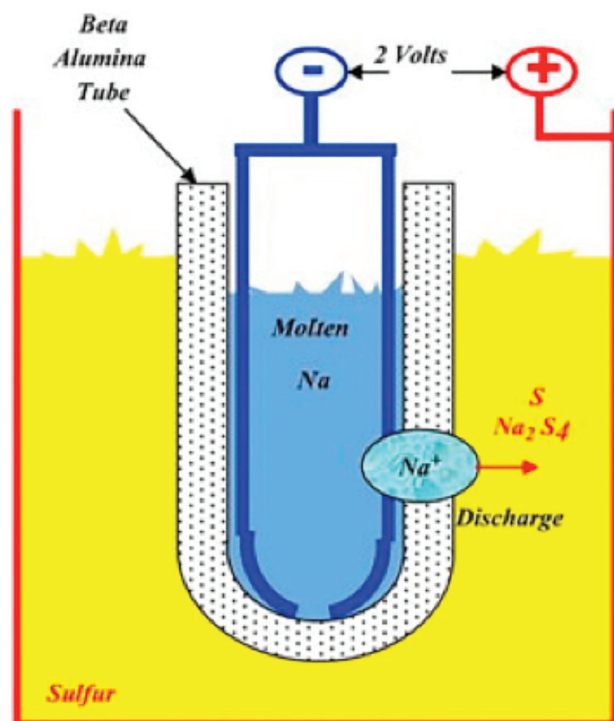
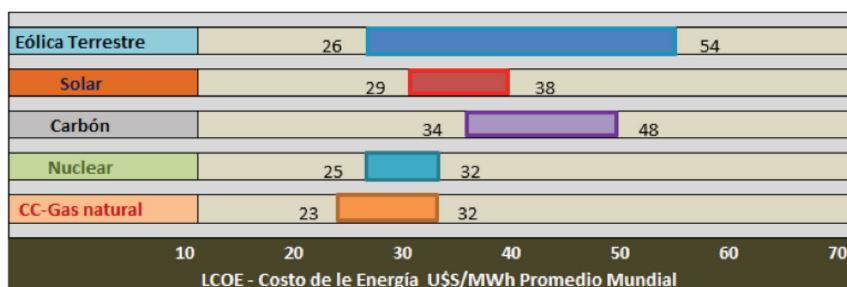


Figura 7. Batería de sulfuro de sodio.



los procesos de planeación de la expansión del sistema.

BN = LACE- LCOE

Ejemplo de valor neto

De los ejemplos anteriores, la planta eólica tiene un LCOE de \$84/MWh y un LACE de \$75/MWh, lo que resulta en un valor neto de -\$9/MWh.

Costo nivelado de almacenamiento (LCOS)

Al igual que para el LCOE (costo nivelado de electricidad), los sistemas de almacenamiento también se

pueden comparar mediante el LCOS (costo nivelado de almacenamiento). Se calcula como la suma de los costos durante la vida útil, dividida por la suma de la energía almacenada y liberada durante la misma vida útil.

El resultado del LCOS es un costo de almacenamiento por unidad de energía, en la moneda de curso legal por KWh o MWh.

Los ingresos necesarios para igualar el costo total del capital involucrado dependen de las características de la tecnología de almacenamiento, similar a la LCOE. Para calcular el LCOS se realiza a través de la siguiente ecuación:

$$LCOS = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I representa los gastos de inversión de cada año, incluyendo los de financiación de la planta de almacenamiento de energía.

M representa los costos fijos y variables de operación y mantenimiento de la instalación de cada año (sueldos, recambios, impuestos, etc.).

F representa el costo de la carga de cada año.

E representa la inyección de energía cada año.

r = tasa de descuento.

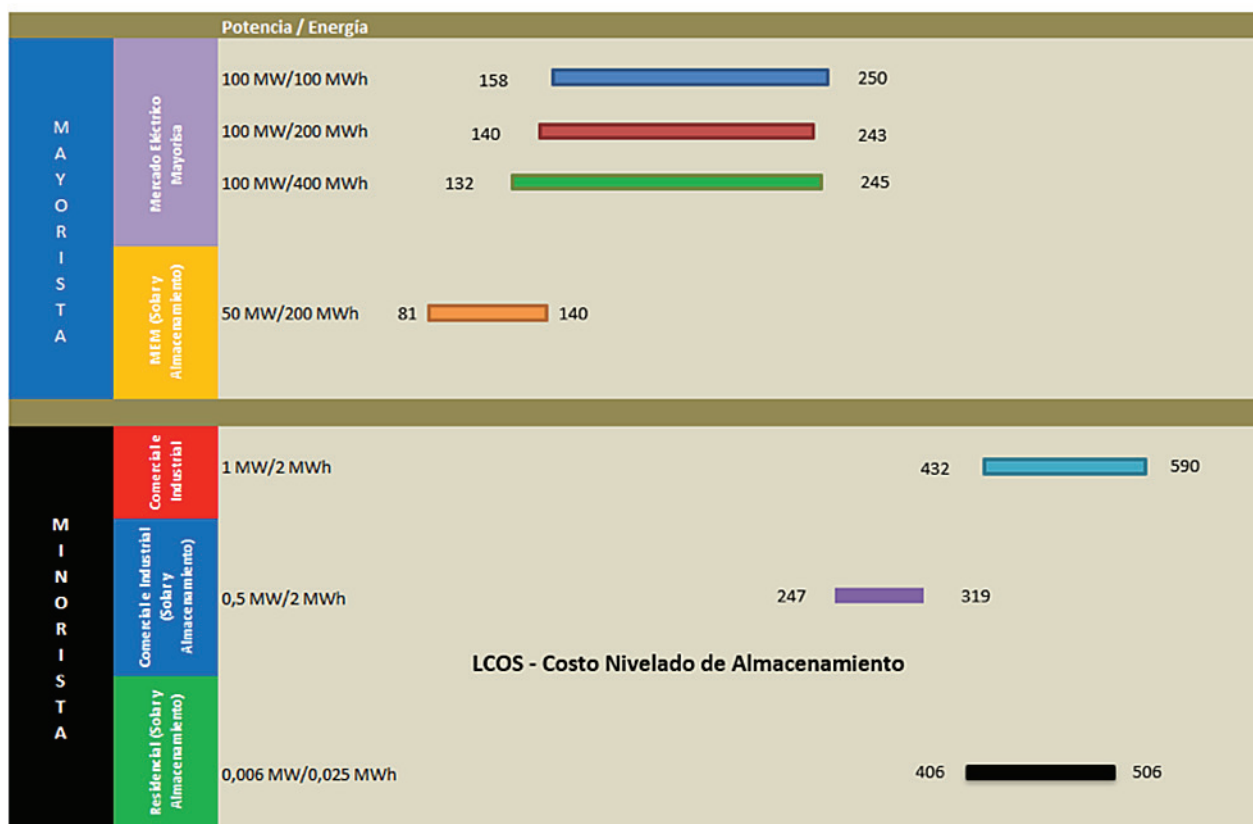
t = año.

n = años de vida útil.

Por ejemplo:

Batería de sulfuro de sodio (Figura 7).

Características: eficiencia 81 %, Capex 300 €/kW, Opex 1 % del Capex sobre la vida útil, r = 5 %, vida útil = 12 años.



Existen algunos desafíos para expresar el costo nivelado de la electricidad almacenada en una sola medida, esto se debe a que el LCOS depende de las características económicas de almacenamiento y, a diferencia del LCOE tradicional, también depende de las características temporales del perfil de precios de la electricidad, dado que su despacho se realiza en períodos de altos precios donde supere los gastos de inversión anual para el repago de la instalación.

A partir de este año Lazard incorporará en su informe la energía en base a hidrógeno en el LCOE.

El término “hidrógeno” se refiere al hidrógeno bajo en carbono y se refiere al hidrógeno azul y/o verde. Estos se definen a continuación.

Hidrógeno verde

- El hidrógeno verde se produce por la electrólisis del agua.
- El proceso es alimentado por electricidad sin carbono (por ejemplo, energía eólica y solar).
- Está limpio, pero actualmente es demasiado caro para un uso generalizado¹⁰.
- Se espera que el costo de los electrolizadores y la energía renovable disminuya en la próxima década, haciendo que el hidrógeno verde sea más viable.
- Es la forma ideal a largo plazo y sin carbono de producir hidrógeno.

Hidrógeno azul

- El hidrógeno azul se produce a partir de combustibles fósiles, generalmente gas natural, pero las emisiones se tratan con la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCS).
- Con abundante gas natural y carbón disponibles, el hidrógeno azul podría ayudar a escalar la economía del hidrógeno 211. Sin embargo, esto depende de una adopción más amplia de la CAC.
- Podría actuar como un trampolín de hidrógeno gris/marrón a verde.

Hidrógeno gris-marrón

- El hidrógeno gris se produce típicamente a partir de gas natural en un proceso llamado reforma de metano de vapor.

- El hidrógeno marrón se produce a partir de la gasificación del carbón (o lignito).
- Son los métodos fuertemente dominantes en uso hoy en día.
- Son relativamente baratos, pero emiten grandes cantidades de CO₂.

Para los principales actores de esta industria, el crecimiento del gasto en consumo de hidrógeno para energía y/o materia prima crecerá a un ritmo ligeramente más lento. Para 2025, el 33 % se espera que el hidrógeno represente más de una décima parte del gasto en energía (y/o materia prima) frente a solo el 9 % actual. Se proyecta que esto aumentará al 57 % para 2030¹².

La ecuación sostenibilidad-costos de la inserción del hidrógeno logra equilibrarse en la medida que tienda a ser cada vez más barata la obtención de hidrógeno en la energía renovable. Amortiguar la variabilidad de las renovables podría ser una solución para el almacenamiento de energía a largo plazo, que ayudaría a usar de la oferta excedente y a satisfacer la demanda máxima¹³.

El hidrógeno es un sustituto de materias primas basadas en combustibles fósiles en diversas industrias. Por ejemplo, las flotas de camiones de larga distancia pueden reemplazar el diésel con celdas de combustible de hidrógeno; las turbinas de gas natural pueden funcionar con un mix de combustión de hidrógeno; y las empresas químicas que producen amoníaco pueden cambiar la materia prima de hidrógeno gris/marrón por equivalentes azules/verdes.

El hidrógeno es un portador de energía y, al igual que la energía eléctrica, se puede utilizar para “cargar” baterías (compuestas de celdas de combustible). También es explosivo. Se puede mantener en tanques, mover a través de tuberías y almacenar indefinidamente de manera similar a los combustibles fósiles. Las cadenas de valor del hidrógeno requieren mucho desarrollo. “Gran parte de la tecnología de hidrógeno de hoy en día no es nueva, ha existido durante décadas”, dice Kristina Wittmeyer, gerente de oportunidades de negocios de hidró-

geno, en Shell Noruega. Sin embargo, escalar estas tecnologías para satisfacer la demanda y las nuevas aplicaciones que se esperan requerirá de nuevas ideas, procesos y modelos¹⁴.

La seguridad será la clave para escalar la economía del hidrógeno, los operadores de redes de gas están colaborando en la creación de directrices para la introducción del hidrógeno en las redes de gas natural^{15, 16}.

Ejemplos obtenidos de Lazard. com | Levelized Cost of Energy and of Storage LCOE

- 1 El costo de producir una unidad adicional de producción, incluyendo los costos que afronta el productor y otros costos en que incurra indirectamente cualquier otro miembro de la sociedad; el costo marginal en que incurre el productor de un bien junto con el costo marginal impuesto como una externalidad. Microeconomía de Michel Parkin, Addison-Wesley.
- 2 Economía y aplicaciones, Mochon Becker.
- 3 Laffont Tirol Regulation
- 4 https://cincodias.elpais.com/cincodias/2020/04/27/companias/1588009206_826008.html
- 5 <https://enertic.org/precios-negativos-de-la-electricidad-quien-es-el-culpable/>
- 6 BID Invest
- 7 Levelized Cost of Energy Calculator | Energy Analysis | NREL
- 8 <https://doi.org/10.15446/dyna.v85n206.69577>
- 9 Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective, Hydrogen Council: <https://bit.ly/3gZqLDw>
- 10 Unlocking the green hydrogen revolution, Recharge: <https://bit.ly/35UTAuz>
- 11 Rising to the challenge of a hydrogen economy-Report.
- 12 The European Hydrogen Backbone vision, Gas for Climate: A Path to 2050: <https://gasforclimate2050.eu>
- 13 Kristina Wittmeyer, gerente de oportunidades de negocio, hidrógeno, en Shell Noruega.
- 14 Industry collaboration supports the integration of renewable electricity by enabling hydrogen addition to natural gas, DNV: <https://bit.ly/2WfGVgv>
- 15 <https://www.forbes.com/sites/ianpalmer/2021/09/03/dnvs-energy-transition-outlook-2021-offers-an-independent-view-of-oil-and-gas-through-2050/?sh=448ab6d72d31>