# COSTOS NIVELADOS TOTALES DE GENERACIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO

Cristián Marcelo Muñoz[a]

Septiembre de 2025

[a] Director y fundador de Breves de Energía.

Estudio financiado por Hidrolircay S.A..

.

## RESUMEN

Las diferentes tecnologías de generación de electricidad se suelen comparar utilizando los costos nivelados de electricidad (LCOE), los que resumen los costos fijos y variables en una única métrica de costos, por unidad de energía generada. El LCOE refleja el precio que una tecnología requiere para cubrir todos sus costos de inversión y operación, sin embargo, no da cuenta del costo del suministro que tendrán que asumir los clientes finales. En efecto, la principal crítica al LCOE es que no considera los costos derivados de un perfil de generación irregular y no gestionable, asunto de particular relevancia en las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, y por ende no representa el costo total en que incurre el sistema.

En este estudio se revisa el estado del arte en las mejoras al LCOE, entre ellas, el costo nivelado total de generación de un sistema eléctrico (LFSCOE por sus siglas en inglés). Los LFSCOE se definen como los costos nivelados de proporcionar electricidad mediante una tecnología de generación determinada, asumiendo que un mercado específico debe abastecerse únicamente con esa fuente de electricidad, más los sistemas de almacenamiento que se requieran para suministrar en cada momento la totalidad de la demanda. Metodológicamente, el LFSCOE es el extremo opuesto al LCOE; mientras que este último asume implícitamente que la fuente respectiva no tiene la obligación de balancear el mercado ni satisfacer la demanda (y, por lo tanto, se pueden ignorar los patrones de demanda y de intermitencia), el LFSCOE asume que esta fuente tiene obligaciones máximas de equilibrio y suministro. El LFSCOE no se puede interpretar como el costo nivelado del sistema de abastecer la demanda considerando su composición tecnológica actual, que incluye centrales de base e intermitentes; sin embargo, su virtud radica en que permite comparar, de un modo sencillo, la competitividad entre las tecnologías existentes.

Para el sistema eléctrico chileno, los resultados muestran que el LFSCOE de la tecnología hidroeléctrica, dependiendo de su nivel de inversión, está en el rango de 78–146 USD/MWh, para la eólica es de 145 USD/MWh y de 140 USD/MWh en el caso de la tecnología solar fotovoltaica. Según muestran los resultados, solo en los escenarios más desfavorable de inversión en centrales hidroeléctricas, las tecnologías renovables variables: eólica y solar fotovoltaica, empiezan a ser competitivas.

# CONTENIDO

**1. INTRODUCCIÓN ..... 4**

**2. METODOLOGÍA, SUPUESTOS Y RESULTADOS ..... 6**

**3. CONCLUSIONES ..... 8**

**REFERENCIAS ..... 9**

# TABLAS

Tabla 1. Supuestos de la evaluación. ..... 6
Tabla 2. Estadística horaria de los factores de planta. ..... 7
Tabla 3. Comparación del LCOE y LFSCOE de las tecnologías renovables (en USD/MWh). ..... 7

# FIGURAS

Figura 1. LFSCOE según diferentes descargas máximas en los sistemas de almacenamiento ..... 8

# 1. INTRODUCCIÓN

En la planificación de largo plazo de un sistema eléctrico y en la formulación de políticas energéticas, se suele usar el costo nivelado de producir energía (Levelized Costs of Electricity, LCOE por sus siglas en inglés) para evaluar la competitividad de las diferentes tecnologías de generación, en términos de los costos fijos y variables de generar electricidad por unidad de energía producida. Es así que después de dividir el valor presente de los costos totales de generación, se obtiene un valor final, expresado en dólares por unidad de energía generada. La principal ventaja del LCOE es su simple formulación, lo que ofrece una simple métrica de costos, la cual es útil para comparar diferentes tecnologías de generación. Por ejemplo, Lazzard (2025) reporta que en los Estados Unidos el LCOE de las centrales eólicas estaría en el rango de 37–86 USD/MWh, entre 38 y 78 USD/MWh para centrales solares fotovoltaicas, entre 71 y 173 USD/MWh para unidades a carbón y entre 48 y 107 USD/MWh para ciclos combinados a gas. Por su parte, el LCOE de las grandes hidroeléctricas estaría en el rango de 40–147 USD/MWh, según reporta Irena (2024).

Se suele pensar que la tecnología con el LCOE más bajo es también la mejor opción tecnológica de expansión de un sistema eléctrico. Esto tenía sentido en el pasado, cuando la comparación consideraba tecnologías despachables, o con baja intermitencia, como la hidroelectricidad; sin embargo, tras la incorporación de tecnologías de Energía Renovable Variable (ERV): eólica y solar fotovoltaica, esto ya no es así. En efecto, las tecnologías de generación renovable suministran electricidad de forma intermitente y no son despachables, pues, la electricidad producida por estas tecnologías depende de la velocidad y la dirección del viento, la nubosidad, la neblina y otras características climáticas. Es así que, la producción de las unidades generadoras intermitentes puede variar considerablemente en el tiempo y de una ubicación a otra. Como resultado, la generación de estas fuentes no puede ser controlada ni despachada por los operadores del sistema en base a criterios económicos, de modo que, cuando no están disponibles, se debe recurrir a los generadores termoeléctricos, o bien, a sistemas de almacenamiento para equilibrar la oferta y la demanda continuamente. Agora (2015) reporta los costos de integración de centrales ERV en Alemania, los que son crecientes con el aumento de la participación de las tecnologías ERV, desde 9 EUR/MWh para la solar fotovoltaica y desde 13 EUR/MWh para la eólica.

Joskow (2011) fue el primero en apuntar que el LCOE no es una buena herramienta de comparación, pues, sólo se preocupa de los costos directos de generación de electricidad, e ignora los costos asociados a la intermitencia, un punto esencial en los mercados eléctricos, en donde en todo momento debe mantenerse el balance entre generación y demanda. Emblemsvåg (2024), va más lejos, pues, afirma que, a pesar de que prestigiosas agencias, reconocen algunos problemas del LCOE, no mejoran sus cálculos y no informan de los costos que le implicará al sistema la incorporación de la ERV. En su estudio, el mismo autor describe nuevas metodologías que mejoran el LCOE de modo de incorporar los costos de integración de las ERV. En Schernikau et al. (2022) se introduce el concepto del Costo Total de Electricidad (FCE por sus siglas en inglés), el cual debe considerar, en otros, los costos de construcción, combustible, operación y mantenimiento, transmisión, almacenamiento, respaldo y emisiones.

Ueckerdt et. al. (2013) proponen calcular el LCOE del sistema de una fuente intermitente, en la forma de la suma de los costos de generación (el LCOE tradicional) más los costos de integración: costos de balance, costos de red y costos de perfil generación. Los costos de balancear la red incluyen los costos

de garantizar el equilibrio entre generación y demanda, considerando la incertidumbre de la generación intermitente. Los costos de red están asociados a las inversiones adicionales necesarias para integrar a las centrales renovables. Los costos de perfil incluyen todos los costos relacionados con la adecuación de la oferta a la demanda si las condiciones del mercado pueden pronosticarse con cierta precisión. Según los autores, a diferencia del LCOE convencional, el LCOE del sistema de fuentes renovables depende en gran medida de su participación en el mercado. En el caso de la generación eólica, con niveles de penetración del 40% del total de la generación y un costo de generación de 60 €/MWh, el LCOE del sistema supera los 100 €/MWh. En el caso de la generación solar fotovoltaica y un costo de generación de 120 €/MWh, con penetraciones del 25% del total de la generación, el LCOE del sistema alcanza los 220 €/MWh, Por su parte, Reichenberg et al. (2018), muestran que en Europa, para penetraciones del 50%, el LCOE sistémico de la ERV bordea los 80 €/MWh y aumenta casi linealmente para niveles de penetración de hasta el 80%, con tasas de 6 €/MWh por cada 10% adicional de penetración ERV.

Si bien, el LCOE del sistema mencionado en el párrafo anterior, es una metodología bastante completa y precisa, su aplicación es más complicada, pues, requiere una modelación más detallada del sistema eléctrico que considere, entre otros: restricciones de inercia, características de las termoeléctricas existentes y requerimientos de reservas. En su lugar, Idel (2022) propone calcular el costo nivelado total de electricidad de un sistema (Levelized Full System Costs of Electricity, LFSCOE). El LFSCOE se define como el costo de proporcionar electricidad a la totalidad de la demanda, solo con una determinada tecnología, más los sistemas de almacenamiento necesarios para mantener en todo momento el equilibrio entre generación y demanda. En palabras simples, el LFSCOE de una tecnología se calcula optimizando la inversión en capacidad instalada de generación y almacenamiento en un horizonte de planificación, abasteciendo horariamente la demanda; luego se calcula un costo equivalente en valor presente promediando por el total de la demanda abastecida. El autor reporta que el LFSCOE de la tecnología eólica en Texas es de 291 USD/MWh y en Alemania de 504 USD/MWh y para la tecnología solar fotovoltaica es de 413 USD/MWh en Texas y de 1.548 USD/MWh en Alemania.

En Chile, la tasa de inclusión de las tecnologías ERV ha sido agresiva y similar a los países europeos más comprometidos con un cambio tecnológico a fuentes renovables. En 2024, el 67% de la generación provino de fuentes renovables: hidroelectricidad (32%), eólica (13%) y solar fotovoltaica (22%), mientras que se vertió cerca del 20% de la generación ERV – bastante más que los vertimientos reportados en España, Alemania y el Reino Unido, que tienen tasas de penetración de ERV similares a Chile, entre 30% y 40%, peros sus tasas de vertimiento oscilan entre 1,5% y 5%–. Las Autoridades están comprometidos con la llamada "Transición Energética" y en este contexto han permitido el retiro de un número importante de centrales a carbón, promoviendo el retiro anticipado de las unidades restantes y el ingreso de más ERV, respaldada por unidades de almacenamiento. No obstante, este entusiasmo, a la fecha, no se han publicado evaluaciones concretas que muestren la costo-eficiencia de estas políticas, ni mucho menos una medida de su contribución a las metas climáticas mundiales, planteadas por el IPCC. Es en este contexto que este trabajo busca contribuir a evaluar la eficiencia de las políticas energéticas impulsadas en Chile, estimando el LFSCOE de las tecnologías eólica, solar fotovoltaica e hidroeléctrica de pasada, en el sistema eléctrico chileno.

El trabajo se organiza como sigue. En la sección 2 se explica el modelo, los supuestos y los resultados. La sección 3 muestra las conclusiones.

## 2. METODOLOGÍA, SUPUESTOS Y RESULTADOS

El primer paso consiste en la ejecución de un modelo de optimización de inversiones y de operación a mínimo costo para un horizonte anual con etapas horarias, un horizonte de 30 años y una tasa de descuento del 7%. La optimización no considera la composición tecnológica existente del sistema eléctrico, de modo que se asume que el suministro proviene únicamente de la fuente de electricidad cuyo impacto se está midiendo, más los sistemas de almacenamiento que se requieran para suministrar en cada momento la totalidad de la demanda.

La optimización está sujeta a una restricción de balance de modo de abastecer la demanda en cada hora. También se modelan las restricciones de balance del sistema de almacenamiento, correspondientes a la carga y descarga en cada hora y a la mantención de niveles mínimos solicitados por los fabricantes. Una vez obtenido el mínimo costo, el LFSCOE, se calcula como valor presente nivelado de todo el horizonte de la evaluación, según la expresión,

$$\frac{z^*}{\sum_t \frac{d_t}{(1+r)^t}}.$$

En donde, $z^*$ es el mínimo costo de la inversión en la tecnología renovable y en la capacidad de almacenamiento, $d_t$ la demanda horaria y $r$ la tasa de descuento. Mayores detalles en Idel (2022).

Los supuestos usados en las simulaciones se muestran en la tabla 1. Para los CAPEX y OPEX se han tomado los valores referenciales reportados en CNE (2025). En la hidroeléctrica de pasada, el valor reportado por la CNE de USD 4.880/kW pareciera no ser representativo de un costo promedio. En efecto, Irena (2024) reporta para las hidroeléctricas en el rango de 551– 600 MW, un tamaño similar a las plantas más grandes instaladas en Chile, un promedio de USD 2.084/kW, y para el percentil 95% de los valores más altos un costo de USD 2.945/kW. De este modo, en este estudio, en la tecnología hidroeléctrica, se ha considerado un escenario adicional de USD 2.500/kW, algo más pesimista que el promedio de Irena y otro escenario de USD 3.000/kW, similar al percentil del 95% de Irena.

| **Escenario** | **CAPEX** **USD/KW** | **OPEX** **USD/KW-año** |
|---|---|---|
| H. Pasada 1 – promedio Irena | 2.500 | 50 |
| H. Pasada 2 – p95% Irena | 3.000 | 60 |
| H. Pasada 3 – CNE | 4.880 | 98 |
| Eólico | 1.483 | 30 |
| Solar FV | 809 | 16 |
| Sistema de almacenamiento (4 horas) | 814 | 16 |

*Tabla 1. Supuestos de la evaluación.*

Normalmente los fabricantes de equipos restringen la descarga de los sistemas de almacenamiento de modo de no afectar su vida útil y mantener la garantía de los equipos. Este valor suele estar entre el 90 y 80%, para efectos de este estudio se ha considerado una descarga máxima del 85%.

La tabla 2 muestra los factores de planta de las tres tecnologías, obtenidas de las estadísticas horarias publicadas por el Coordinador Eléctrico Nacional para 2024. Cabe señalar que en 2024, la hidrología afluente fue más seca que la media, con una excedencia hidrológica en torno al 64%.

| | Eólica | Solar | H. Pasada |
|---|---|---|---|
| Promedio | 0,34 | 0,33 | 0,61 |
| p10% | 0,13 | 0,00 | 0,43 |
| p50% | 0,34 | 0,29 | 0,62 |
| p90% | 0,58 | 0,78 | 0,77 |

*Tabla 2. Estadística horaria de los factores de planta.*

En la tabla 3 se muestran resultados obtenidos para el LFSCOE de las tecnologías renovables y se compara con el LCOE tradicional. En todas las tecnologías el LFSCOE es superior al LCOE. Los mayores LFSCOE resultan para las tecnologías ERV; en la eólica el LFSCOE es unas 3 veces mayor al LCOE y es casi 5 veces mayor en la solar fotovoltaica.

Al comparar el LCOE de las tecnologías se concluiría que las tecnologías ERV son más competitivas que la hidroelectricidad. Sin embargo, esta conclusión es opuesta al considerar el LFSCOE, que da cuenta de la intermitencia de las fuentes renovables y representa de mejor manera el costo del sistema. Se aprecia que solo recién en el escenario H. Pasada 3 – CNE, el más desfavorable de inversión en la hidroeléctrica, las tecnologías ERV empiezan a ser competitivas.

| Escenario | LCOE | LFSCOE |
|---|---|---|
| H. Pasada 1 – prom. Irena | 47 | 78 |
| H. Pasada 2 – p95% Irena | 56 | 93 |
| H. Pasada 3 – CNE | 91 | 146 |
| Eólico | 50 | 145 |
| Solar FV | 28 | 140 |

Valores sin impuestos.

*Tabla 3. Comparación del LCOE y LFSCOE de las tecnologías renovables (en USD/MWh).*

La gráfica siguiente sensibiliza la descarga máxima permitida en los sistemas de almacenamiento desde 100 a 80%. Se aprecia que la tecnología más afectada al elevar el nivel máximo de descarga es la solar fotovoltaica, esto era de esperar, ya que, en el horario nocturno, los sistemas de almacenamiento deben cubrir todo el consumo del sistema.

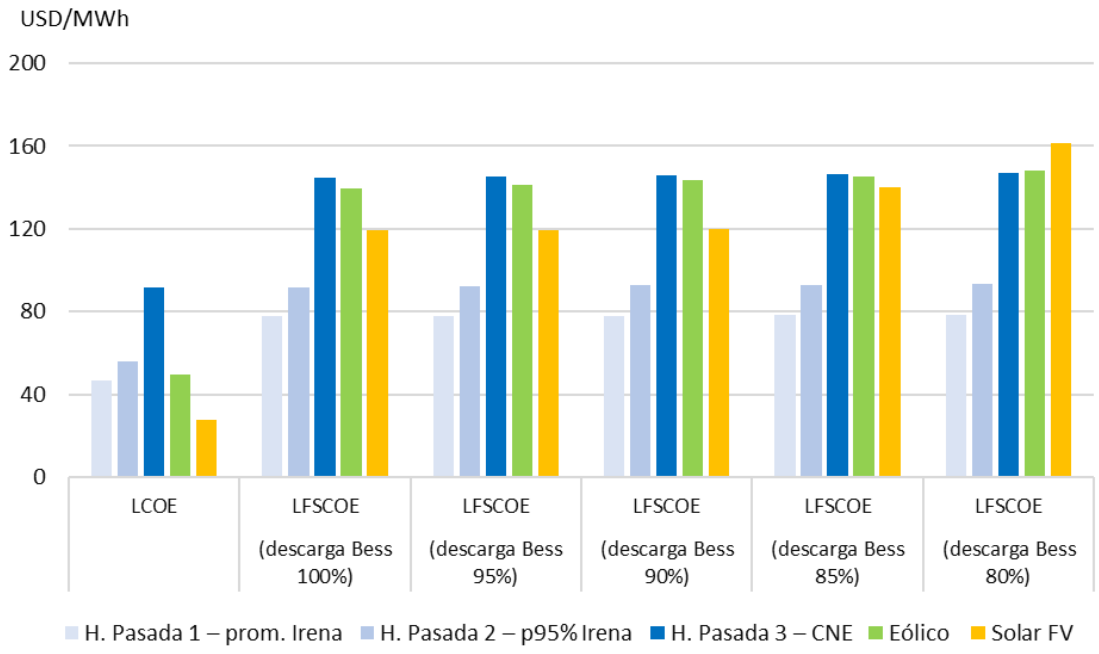


*Figura 1. LFSCOE según diferentes descargas máximas en los sistemas de almacenamiento.*

## 3. CONCLUSIONES

Debido a su sencillez, frecuentemente el LCOE ha sido usado para justificar políticas energéticas en beneficio de determinadas tecnologías, o bien, para promover la descarbonización de la generación de electricidad. Sin embargo, las críticas al LCOE no son escazas.

Según muestra este estudio, el LCOE no captura el costo de la intermitencia de las tecnologías renovables que no pueden controlar el despacho de su generación. De aquí que comparar tecnologías considerando el criterio del LCOE puede conducir a decisiones de inversión y de políticas energéticas que se alejen del óptimo social.

Una comparación del LCOE entre diferentes tecnologías, ya sean estas renovables o termoeléctricas tiende a sobreestimar la eficiencia económica de las tecnologías ERV. En palabras simples, que el LCOE de las ERV sea inferior al de las centrales convencionales, hidroeléctricas o termoeléctricas, no implica que su implementación sea económicamente eficiente ni competitiva para el sistema.

En este estudio se ha evaluado una nueva métrica de costos que subsana, en parte, la deficiencia del LCOE, agregando los costos derivados de la intermitencia de las fuentes. Es así que el LFSCOE de una tecnología, refleja el costo del sistema de abastecer toda la demanda solo con una determinada tecnología, más los respaldos necesarios en sistemas de almacenamiento que permitan mantener en

todo momento el balance entre generación y demanda. De este modo, el LFSCOE entrega una señal directa de la costo-eficiencia de una tecnología, permitiendo una fácil comparación entre ellas. Sin embargo, no se debe confundir al LFSCOE con el costo nivelado del sistema, pues, este último representa de mejor manera el costo marginal de la ERV que se agrega, ya que considera la combinación tecnológica imperante en el sistema eléctrico al inicio de la evaluación.

Según muestran los resultados, al considerar el LFSCOE, la hidroelectricidad es más competitiva que las opciones ERV y solo en escenarios de altos costos de inversión, las tecnologías ERV se acercan a la hidroeléctrica. Esta conclusión no debería sorprender, pues, ya en Galetovic et al. (2013) se mostraba que la expansión hidroeléctrica, que se calculaba en torno a 15 GW, resultaba ser la más eficiente en el sistema eléctrico chileno. El potencial reportado por estos autores, es similar a los 12 GW reportados por el Ministerio de Energía (2021), sin embargo, este potencial se reduce a menos de 2 GW, por la activación de restricciones sociales, territoriales y ambientales, lo que explicaría por qué en la Planificación Energética de Largo Plazo, PELP (2025), y en la Propuesta de Expansión de la Transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional, PET (2025), la expansión del sistema eléctrico de los próximos 20 años resulta principalmente en base a tecnologías ERV y sistemas de almacenamiento, mientras que prácticamente no aparecen nuevas centrales hidroeléctricas.

Con todo, los resultados mostrados sugieren la conveniencia de reportar en los estudios de planificación desarrollados por las autoridades, el costo nivelado del sistema de las alternativas de expansión tecnológica, con y sin restricciones más allá de las propiamente técnicas. De este modo, los clientes, que son quienes finalmente pagan por el servicio de electricidad, podrán comparar los costos de las opciones de expansión y sopesarlos con los costos que impliquen las restricciones que no sean de índole técnico.

## REFERENCIAS


[1] Agora (2015), Energiewende, The Integration Costs of Wind and Solar Power: An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems, Agora Energiewende, Berlin.

[2] CNE (2025), Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2025, Resolución Exenta N°243, mayo de 2025, Comisión Nacional de Energía.

[3] Emblemsvåg J. (2024), Rethinking the “Levelized Cost of Energy”: A critical review and evaluation of the concept, Energy Research & Social Science 119 (2025) 103897.

[4] Galetovic A., Hernández C., C. M. Muñoz y Neira L. M., (2013), Microeconomic Policies and Productivity: An Exploration into Chile’s Electricity Sector, Working Paper No. 466, 2013, Center for International Development, U. Stanford.

[5] Idel R. (2022), Levelized Full System Costs of Electricity, Energy 259 (2022) 124905.

[6] Irena (2024), Renewable Power Generation Cost in 2024, International Renewable Energy Agency.

[7] Joskow P.L. (2011), Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies, Am. Econ. Rev. 101 (3) (2011) 238–241.

[8] Lazard. (2025), Levelized costs of energy analysis - Version 18.0.

[9] Ministerio de Energía (2021), Identificación y Cuantificación de Potenciales de Energías Renovables 2021, Ministerio de Energía, diciembre.

[10] PELP (2025), Planificación Energética de Largo Plazo, Ministerio de Energía, abril.

[11] PET (2025), Propuesta de Expansión de la Transmisión, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, enero.

[12] Reichenberg, Lina, F. Hedenus, M. Odenberger, F. Johnsson, (2018), The Marginal System LCOE of Variable Renewables - Evaluating High Penetration Levels of Wind and Solar in Europe. Energy, 152: 914-924.

[13] Schernikau L., W. Smith, R. Falcon, (2022), Full Cost of electricity 'FCOE' and Energy returns 'eROI', Journal of Management and Sustainability; Vol. 12, No. 1.

[14] Ueckerdt F., L. Hirth, G. Luderer, O. Edenhofer, (2013), System LCOE: What are the costs of variable renewables? Energy, Volume 63, 15, diciembre de 2013.