

Sensitivity Analysis for Levelized Cost of Electricity - LCOE with Multi-Objective Optimization

Diego A. Arias-Cazco, *IEEE-Member*, Patricia Gavela, Luis Cruz Panchi and Piero Izquierdo

Abstract—In the context of the financial evaluation of generation projects, the *Levelized Cost of Electricity - LCOE*, is used as an instrument to compare generation technologies; however, one of its weaknesses is the sensitivity it has to the stock of the energy variables input for your calculation. In this sense, each author uses different criteria and methods for sensitivity analysis, among them: Monte Carlo method, Markowitz, CVaR, extended Lévy model, among others. In this work, a sensitivity analysis is proposed applying multi-objective optimization techniques, based on the calculation of the LCOE. The Pareto front is obtained for each of the variables that are defined as relevant in sensitivity. The optimization problem model is applied to the proposed study cases for the validation and analysis of results. The results show that the Pareto front methodology is very useful for the sensitivity analysis of the LCOE, providing an additional tool.

Index Terms—LCOE, Multi-objective Optimization, Sensitivity Analysis, Pareto Front, Levelized Cost.

I. INTRODUCCIÓN

Las crisis energéticas que en la década de los 80 y 90 experimentaron varios países alrededor del mundo, causada por los fallos estructurales de los modelos monopolísticos y oligopolísticos, crearon una tendencia mundial hacia la liberalización de los mercados eléctricos, con el fin de aprovechar las ventajas y bondades que ofrecen los modelos competitivos. Dentro de este contexto, gobiernos de países en desarrollo y desarrollados, han realizado una serie de reformas en sus legislaciones con el fin de implementar estrategias que amplíen la participación de inversión privada sobre todo en el sector de la generación de energía eléctrica.

Es fundamental que los gobiernos e inversionistas cuenten con información de los costos que representa el ciclo de vida de los proyectos de generación, así como el análisis de métricas robustas para la evaluación técnica y financiera de tales proyectos, que considere la sensibilidad en el cambio de ciertas variables de alta incertidumbre que pueden afectar los costos del proyecto y por lo tanto su viabilidad. Esta información y métricas son de utilidad en la toma de decisiones en la etapa de planificación del parque generador.

Dentro de las métricas comúnmente utilizadas en la literatura académica para comparar diferentes tipos de tecnologías de

generación de electricidad, determinar los costos para producir un MWh o para analizar el rol de diferentes factores en su cálculo, está el Costo Nivelado de Electricidad (*Levelized Cost of Electricity - LCOE*), el cual como se expresa en (3), analiza la suma de los costos durante la vida útil de una fuente de generación dividido por la suma de la energía eléctrica producida durante el período de tiempo [1] [2] [3]. La métrica se expresa en dólares por megavatio-hora [USD/MWh], y puede interpretarse como el ingreso mínimo que necesitaría el inversionista para recuperar todos los costos operativos, más los costos de capital [4].

Entre las ventajas del LCOE, está la posibilidad de su uso para la comparación entre fuentes de generación que tienen diferentes vidas útiles, tiempo de construcción, costos de operación (*OpEx*), factores de planta, costos de inversión (*CapEx*) y/o tasas de descuento (costo medio ponderado de capital - *WACC por sus siglas en inglés*) de acuerdo a la realidad de cada país. De hecho, en ciertos países las políticas gubernamentales para respaldar las nuevas tecnologías de energía renovable se basan en estimaciones del LCOE, y con el fin de posibilitar una adecuada valoración de los proyectos, entregan a los inversionistas ciertos datos de entrada para su cálculo [5].

No obstante a pesar de las ventajas del LCOE, la métrica presenta ciertas deficiencias, entre las cuales se incluyen:

- Depende fuertemente de las suposiciones subyacentes, en especial: el costo de capital y la tasa de descuento.
- El LCOE compara costos independientemente de los ingresos que percibe el proyecto.
- Es un indicador estático, que engloba con un sólo valor la totalidad de la vida útil del proyecto.
- La formulación genérica ignora las externalidades económicas y ambientales [3]. Presenta limitaciones en aspectos relacionados con la financiación de los proyectos [4] [6].
- En [7] [8] el autor concluye que el LCOE es una métrica no descontada que podría distorsionar las comparaciones entre tecnologías de generación y la distorsión aumenta con la tasa de descuento y con la duración del período de análisis; sin embargo, en [9] el autor contrapone dicho criterio y con base a un análisis concluye que se puede usar el LCOE para comparar tecnologías de generación bajo ciertas condiciones.

Aparte de las deficiencias descritas, una de las debilidades del LCOE es el grado de sensibilidad que dispone su cálculo con respecto a las variables que intervienen en su determinación, asociando un riesgo al proyecto; lo cual puede

Diego A. Arias-Cazco is with Facultad de Postgrado, Docente - Investigador, Universidad Tecnológica Centroamericana (UNITEC), San Pedro Sula, 21101, Honduras, e-mail: diego.arias@unitec.edu; Universidad Técnica de Cotopaxi, e-mail: diego.arias9130@utc.edu.ec

Ximena Patricia Gavela, is with Escuela Politécnica Nacional, ximena.gavela@epn.edu.ec

Luis Cruz Panchi is with Ciencias de la ingeniería y aplicadas, Carrera de Ingeniería en Electromecánica, Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Cotopaxi, Ecuador, e-mail: luis.cruz@utc.edu.ec

Piero Izquierdo, Universidad de Chile, Escuela Internacional de Posgrados, pizquier@ing.uchile.cl

llevar a valorizaciones imprecisas en proyectos de generación de electricidad [10] [11]. Por lo tanto, es necesario disponer herramientas que ayuden a mitigar el riesgo en los proyectos con un LCOE más eficiente, con el fin que los gobiernos y los inversionistas dispongan indicadores y señales de sensibilidad para ayudar en el proceso de toma de decisiones.

De la revisión del estado del arte respecto del cálculo y análisis del LCOE, se extrae que se han desarrollado una variedad de estudios que parten desde análisis con enfoques sencillos determinísticos hasta el uso de métodos estocásticos más robustos como el método de Montecarlo, Markowitz, CVaR media, lognormal, Lévy extendido, entre otros, los cuales se resumen en la Tabla I.

TABLA I
REVISIÓN DE TRABAJOS SOBRE ANÁLISIS DE
SENSIBILIDAD DEL LCOE

Metodologías	Artículos										
	[2]	[10]	[12]	[13]	[14]	[15]	[16]	[17]	[18]	[19]	
Modelo lognormal	✓										
Modelo Lévy extendido	✓										
Varianza media de Markowitz /Plano de Markowitz	✓	✓		✓				✓			
CVaR medio	✓								✓		
Método de Montecarlo			✓		✓	✓	✓		✓	✓	
Series de tiempo sintéticas			✓								
Indicador de Riesgo				✓							
Pareto - fuzzy						✓					
Enhanced charged system search						✓					

En [2] por ejemplo se analiza el LCOE con una técnica estocástica para optimizar portafolios de energía. La consideración del LCOE como variable estocástica y no determinística permitió además una evaluación del riesgo de las inversiones bajo dos formas diferentes: utilizando un análisis de varianza media de Markowitz y utilizando un análisis CVaR medio (Valor en Riesgo Condicional).

En [10] el autor selecciona portafolios óptimos con base a un análisis de varianza media, y todos los portafolios posibles se consideran en el plano de Markowitz. Se propone una teoría de optimización de portafolios para realizar un análisis de riesgo basado en LCOE. El trabajo concluye que el manejo de un LCOE estocástico es útil para considerar no sólo la dinámica estocástica de los precios de los combustibles y los costos del CO₂, sino que también es útil para construir un portafolio óptimo de generación de electricidad.

En [12] se propone un análisis de riesgo del LCOE para las tecnologías de generación hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica a implementarse en Brasil. El método de Montecarlo se aplica para generar series de tiempo sintéticas de cuatro variables aleatorias: entrada de agua, velocidad del viento, irradiancia solar y temperatura del panel fotovoltaico, y obtener así la distribución de probabilidad del LCOE para las tres fuentes; se realizó además un análisis de sensibilidad considerando dos parámetros clave: gasto de inversión y tasa de descuento, para la comparación entre fuentes.

En [13] se desarrolla un método de selección de fuentes de energía con la cuenta de eficiencia económica utilizando el LCOE, la generación estocástica de energía renovable y el indicador de riesgo operacional (R). El cálculo del indicador

de riesgo operativo se basa en la teoría de la cartera de Markowitz.

En [14] los autores realizan un análisis de sensibilidad aplicando el método de Montecarlo con dos etapas para centrales de energía undimotriz, considerando tasas de aprendizaje para lograr los objetivos gubernamentales y conducir la competitividad de la generación con energía de las olas.

En [15] se utiliza el LCOE para determinar la capacidad óptima de un sistema de microred tipo stand-alone integrada por una planta PV, generación eólica y almacenamiento por baterías, minimizando su costo de generación. Para la incertidumbre los autores aplican una combinación de una simulación de Montecarlo, un algoritmo Enhanced charged system search y un método de toma de decisiones difuso basado en Pareto. Los objetivos considerados son la minimización tanto del LCOE como de la energía esperada no suministrada.

En [16] se aplican simulaciones con Montecarlo para estimar los valores de LCOE para micro-generación fotovoltaica, y comparar con la tarifa de suministro de la empresa distribuidora con el objetivo de analizar la paridad de red.

En [17] se analiza la estocasticidad de las variables involucradas en el LCOE y un análisis de riesgo medio de las carteras de inversión en generación de electricidad, el cual mejora la varianza habitual de Markowitz. Los autores utilizan cuatro escenarios de volatilidad del precio del CO₂ para ilustrar cómo su teoría maneja el impacto en la determinación de carteras óptimas. Se concluye que la varianza es la medida de riesgo típica de Markowitz, sensible a la correlación pero no a las asimetrías o colas largas de distribuciones, mientras que las distribuciones del LCOE son de cola larga y sesgadas.

En [19] los autores aplican el método de Montecarlo para el análisis de sensibilidad, y usan los diagramas de tornado para mostrar los rangos de variación del LCOE.

Del análisis realizado al estado del arte se extrae que si bien se ha realizado un importante esfuerzo en incorporar diversos supuestos y métodos para el análisis de sensibilidad del LCOE, resumidos convenientemente en la Tabla I, se evidencia que la frontera de Pareto no ha sido utilizada como herramienta de análisis de sensibilidad, lo que motiva la presentación de este artículo, con una propuesta de técnicas de optimización multi-objetivo para obtener la frontera de Pareto y disponer varios LCOE en un rango o espacio sujeto a las restricciones y al comportamiento de las variables estocásticas.

El artículo está organizado de la siguiente forma: en la Sección II se analiza la formulación y parámetros o variables para el cálculo del LCOE. En la Sección III se presenta la metodología propuesta y la formulación del problema multi-objetivo para la obtención de la frontera de Pareto. La Sección IV muestra el desempeño de la metodología propuesta con base a la simulación sobre casos de estudio. Finalmente, las conclusiones son presentadas en la Sección V.

II. COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD – LEVELIZED COST OF ELECTRICITY -LCOE

A. Formulación General

El cálculo del LCOE, puede deducirse del análisis del Valor Actual Neto (VAN), considerando la Eq. (1) [3].

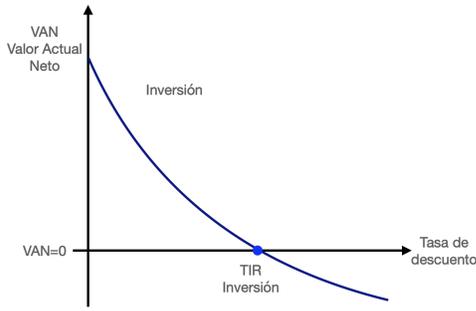


Fig. 1. Umbral de Rentabilidad ($r = TIR$ y $VAN = 0$).

$$VAN = -CapEx + \sum_{t=1}^n \frac{(Ing_t - OpEx_t)}{(1+r)^t} \quad (1)$$

El $CapEx$ es el costo de inversión, $OpEx$ es el costo operativo en el año t , el cual incluye costos de operación y mantenimiento (O&M). Los MWh es la energía generada en el año t . La tasa de descuento esta designada con r , o costo promedio ponderado del capital (Weighted Average Cost of Capital- WACC). Ing_t^E son los ingresos por energía (E) del proyecto en el año t , los cuales se determinan con la Eq. (2):

$$Ing_t^E = LCOE * Mwh_t \quad (2)$$

Considerando el $VAN=0$, como umbral de rentabilidad para que el proyecto sea viable (en el cual $WACC(r)=TIR$ ver Fig. 1), se obtiene el LCOE en la Eq. (3).

$$LCOE \left[\frac{USD}{MWh} \right] = \frac{CapEx + \sum_{t=1}^n \frac{OpEx_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{MWh_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

Si en caso el proyecto de generación considera una remuneración por potencia, adicional al ingreso por energía, para el cálculo de los ingresos totales del proyecto, se utiliza la Eq. (4). Para el ingreso por potencia Ing_t^P del generador en el año t , se considera un factor k que representa la disponibilidad de la central de generación, un pago por potencia mensual Cp en USD/MW , el cual, al multiplicar por los meses del año y por la capacidad del generador Cap , se obtiene la en la Eq. (5).

$$Ing_t = Ing_t^E + Ing_t^P \quad (4)$$

$$Ing_t^P = k * 12 * Cp * Cap \quad (5)$$

La expresión para determinar el LCOE considerando el pago por potencia, se muestra en la Eq. (6).

$$LCOE = \frac{CapEx + \sum_{t=1}^n \frac{OpEx_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{k*12*Cp*Cap}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{MWh_t}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

B. Formulación Simplificada

Otra forma de representar el LCOE, con formulación simplificada es usando el factor de recuperación del capital (FRC), de la Eq. (7).

$$FRC = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} = \left(\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+r)^t} \right)^{-1} \quad (7)$$

Para determinar los MWh generados en el año t , se utiliza la Eq. (8), siendo fp el factor de planta de la central de generación y T las horas al año (8760 horas). Los costos operativos en el año t se calculan con la Eq. (9), siendo CV el costo variable de producción en USD/MWh . El costo de inversión se calcula con la Eq. (10), con base a un costo unitario de inversión Inv_u en USD/MW por la capacidad instalada de la central Cap .

$$MWh_t = Cap * fp * T \quad (8)$$

$$OpEx_t = MWh_t * CV \quad (9)$$

$$CapEx = Inv_u * Cap \quad (10)$$

Reemplazando las ecuaciones Eq.s (7), (8), (9) y (10) en la Eq. (1), se obtiene la fórmula simplificada del LCOE en la Eq. (11):

$$LCOE \left[\frac{USD}{MWh} \right] = \frac{Inv_u * FRC}{fp * T} + CV \quad (11)$$

Esta fórmula simplificada, no permite disponer un análisis de la energía y costos operativos desagregados en cada año. De igual manera, usando la Eq. (5) es posible incluir en la formulación simplificada el pago por potencia de la central de generación, obteniendo la Eq. (12):

$$LCOE = \frac{Inv_u * FRC - k * 12 * Cp}{fp * T} + CV \quad (12)$$

III. PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN MULTI-OBJETIVO

Para el análisis de sensibilidad propuesto, se plantea un modelo de optimización multi-objetivo que permite obtener la frontera de Pareto para la variable que se desee evaluar dentro del análisis de sensibilidad del LCOE, partiendo del principio de “*ceteris paribus*” en la cual el resto de variables del modelo se mantienen constantes mientras se evalúa la variable en análisis. El problema de optimización multi-objetivo se construye con la combinación de las funciones objetivo de las Eqs. (13) y (14). La primera función objetivo (Eq.(13)) maximiza o minimiza la variable seleccionada para el análisis de sensibilidad. Es decir, determina la frontera eficiente a partir de la minimización de valores del factor de planta, plazo de operación (concesión) o pago por potencia; o, de la maximización de la tasa de descuento o $CapEx$. Mientras que la segunda función objetivo (Eq.(14)) minimiza el LCOE, sujeto a las restricciones de la Eq.(15) a la Eq.(19) relacionadas con los límites de las variables.

Funciones Objetivo:

$$F.O. 1 : \min : fp, Cp, \vee n \quad (13)$$

$$\vee \max : r, \vee CapEx$$

$$F.O. 2 : \min LCOE \quad (14)$$

Sujeto a:

$$fp_{min} \leq fp \leq fp_{max} \quad (15)$$

$$r_{min} \leq r \leq r_{max} \quad (16)$$

$$CapEx_{min} \leq CapEx \leq CapEx_{max} \quad (17)$$

$$Cp_{min} \leq Cp \leq Cp_{max} \quad (18)$$

$$n_{min} \leq n \leq n_{max} \quad (19)$$

Las restricciones se activarán dependiendo la variable en la cual se esté analizando la sensibilidad del LCOE.

Para determinar la frontera de Pareto, el problema propuesto utiliza el algoritmo *Multi-objective Genetic Algorithm Solver* del Software MATLAB (*Elitist Genetic Algorithm*, una variante de *NSGA-II*). El objetivo del algoritmo es determinar un conjunto de soluciones en la frontera (soluciones no dominadas por ningún otro punto) que cumplan las restricciones, bajo el concepto de la optimalidad de Pareto, para la F.O.1 y F.O.2.

IV. CASOS DE ESTUDIO

Con el fin de validar la propuesta que se presenta en este trabajo, a continuación se desarrollan diferentes casos de estudio que analizan la sensibilidad del LCOE para diferentes tecnologías de generación, frente al cambio de variables que son de interés común en la evaluación de proyectos como: Tasa de descuento (r), Costo de inversión ($CapEx$), Factor de planta (fp), pago por potencia, plazo de operación (concesión). Las gráficas presentadas permiten evaluar además los límites en los que podría cambiar el LCOE frente a la variación de tales variables.

A. Caso 1: Análisis del LCOE para las Tecnologías de Generación Hidroeléctrica, Eólica y Solar con Datos de [12]

Para este caso de estudio se consideran los valores de generación y costos propuestos en [12], mismos que se muestran en la Tabla II. El valor de tasa de descuento r considerado es del 10 %.

Se realiza un análisis de sensibilidad del LCOE para tres tipos de tecnologías instaladas en Brazil, con respecto a la tasa de descuento (r) y $CapEx$.

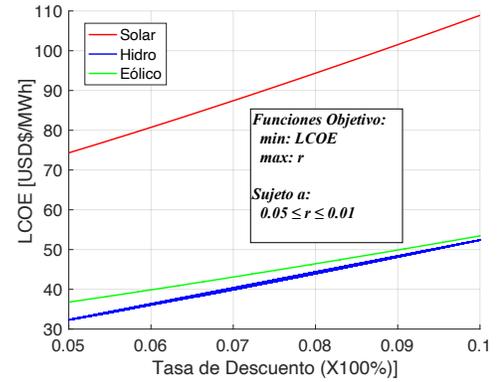
Los resultados de sensibilidad del LCOE obtenidos en [12], con respecto a la tasa de descuento y $CapEx$, se muestran en la Fig. 2b y 3b para las tres tecnologías de generación, los cuales pueden ser comparados con los resultados obtenidos en este trabajo a través de las Fig. 2a y 3a, evidenciando la misma sensibilidad, lo cual valida la metodología propuesta.

Se puede observar que a medida que el $CapEx$ o la tasa de descuento incrementan, el proyecto requiere de un LCOE más elevado para recuperar los costos, mientras se mantienen fijos el resto de parámetros de la formulación del LCOE.

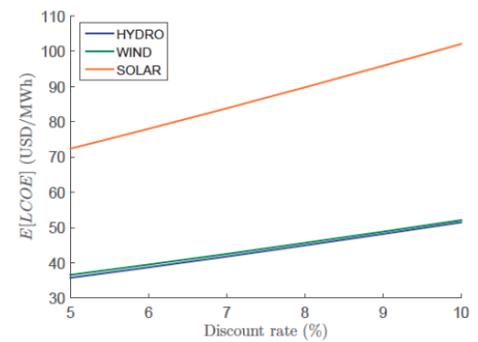
Es importante notar que los datos y valores obtenidos en este caso de estudio, están distantes a la realidad del mercado actual, donde la tecnología solar y eólica disponen precios más competitivos, debido a la caída de sus costos de inversión. Por lo tanto, es conveniente realizar los siguientes casos de estudio utilizando parámetros acordes a las tendencias actuales del mercado.

TABLA II
DATOS CONSIDERADOS EN EL CASO 1 [12]

HIDROELÉCTRICA			
Parametro	Unidad	Valor	
Capacidad	MW		30
CapEx	USD/MW	1.8 millón	
Vida Útil	años		30
O&M	% de la Inversión/año		3 %
Eficiencia	%		85
Altura de caída	m		50
EÓLICA			
Capacidad	MW	30,75 (15 turbinas Eólicas de 2.05MW)	
CapEx	USD/MW	1.6 millón	
Vida Útil	años		25
O&M	USD/kW/year		25
Altura de la torre	m		100
Longitud de rugosidad	Método logarítmico	0.8	
Generador Eólico	-	Enercon E-82E2 (2,050kW)	
SOLAR			
Capacidad	MW		30
CapEx	USD/MW	1.5 millón	
Vida Útil	años		25
O&M	USD/kW/year		20
Performance Ratio	%		85
Reducción de Eficiencia	%	0.75/año	
Panel	-	Kyocera KD250GX-LFB2	



(a) Frontera de Pareto: LCOE y Tasa de descuento

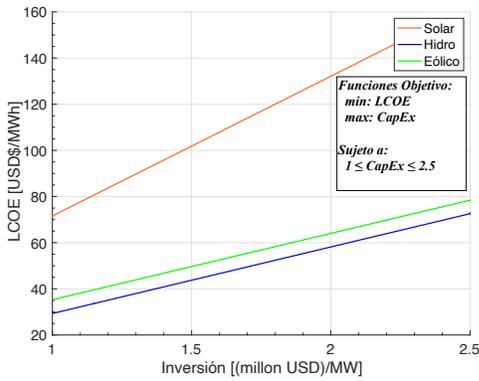


(b) Sensibilidad: LCOE y Tasa de descuento Autor: [12]

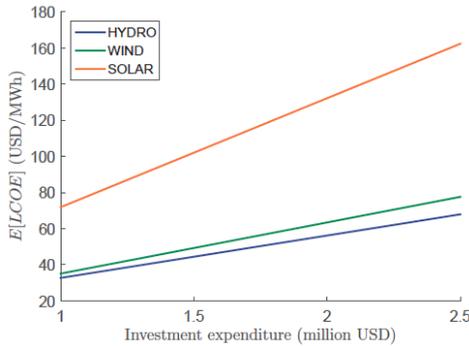
Fig. 2. Sensibilidad: LCOE y Tasa de descuento.

B. Caso 2: LCOE sin Ingreso por Potencia (Capacidad)

Varios marcos regulatorios consideran como modelo remunerativo para la generación renovable, el pago de un costo energizado único, que considere la recuperación de capital y costos operativos, sin involucrar un pago adicional por potencia o costos fijos. En este caso de estudio, se analiza tal situación: ¿Que sensibilidad dispone el LCOE, considerando



(a) Frontera de Pareto: LCOE y $CapEx$



(b) Sensibilidad: LCOE y $CapEx$. Autor: [12]

Fig. 3. Sensibilidad: LCOE y $CapEx$.

los datos de la Tabla III?

TABLA III
DATOS CASO 2

Parámetro	Unidad	Valor
Capacidad	MW	100
CaPex	USD/MW	1 millon
CV	USD/MWh	11
Tasa de descuento	%	10
Vida útil	Años	25
Factor de Planta	%	20

Al resolver el problema multi-objetivo, se obtiene la sensibilidad del LCOE con respecto al factor de planta, el cual se presenta en la Fig. 4. Si el factor de planta incrementa, el LCOE disminuye, debido a que el generador dispone mayor energía a ser remunerada para la recuperación de sus costos; sin embargo, la mayor sensibilidad del LCOE ocurre para factores de planta bajos, ya que a medida que se incrementa el factor de planta, el LCOE tiende a estabilizarse y mostrar menor sensibilidad.

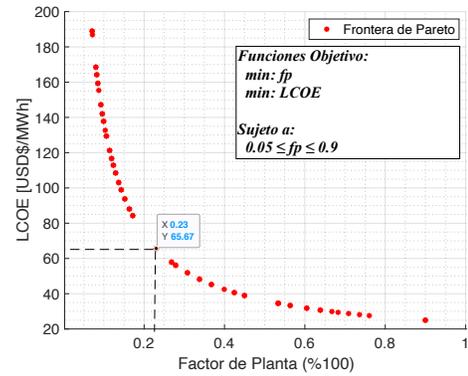


Fig. 4. Sensibilidad del LCOE vs Factor de Planta.

Considerando que la tasa de descuento incluye intrínsecamente ciertos índices económicos como el riesgo país, características del financiamiento, entre otros parámetros; es necesario analizar la sensibilidad del LCOE con respecto a la tasa de descuento r . Como es evidente, mientras la tasa de descuento incrementa, el LCOE sube su valor, con una relación lineal como se muestra en la Fig. 5.

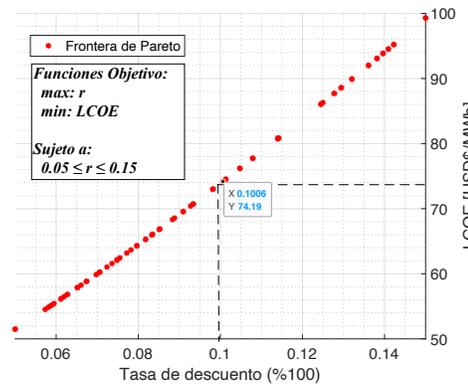


Fig. 5. Sensibilidad del LCOE vs Tasa de Descuento.

De igual manera, para analizar la sensibilidad del LCOE con respecto al $CapEx$, se evaluó el $CapEx$ en un rango entre 50% al 150% con respecto al valor de $CapEx$ de la Tabla III. Se evidencia que si el $CapEx$ sube, el LCOE se incrementa, como se puede apreciar en la Fig. 6.

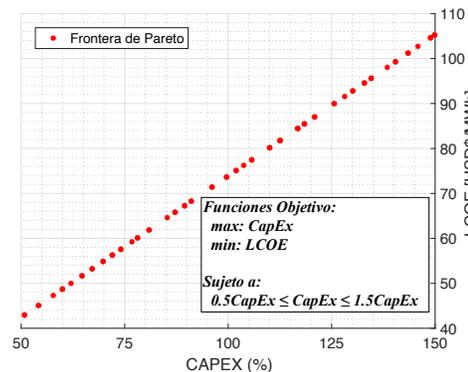


Fig. 6. Sensibilidad del LCOE vs $CapEx$.

C. Caso 3: LCOE Considerando un Ingreso por Potencia

A diferencia del caso 2, en este caso de estudio se incluye un pago por potencia usando la Eq. (5), es decir que la central tendrá un ingreso mensual por potencia [USD/MW] considerando un factor de disponibilidad k de la central de generación (Tabla IV).

TABLA IV
DATOS CASO 3

Parámetro	Unidad	Valor
Disponibilidad(k)	%	0.9
Precio de la potencia (Cp)	USD\$/MW/mes	0-10,000

Los resultados de la simulación usando la Eq. (6) para obtener la frontera de Pareto, con el ingreso por energía en el eje “Y” y el ingreso por potencia en el eje “X”, se muestra en la Fig. 7. Con cualquiera de los puntos de la frontera de Pareto el inversionista estaría asegurando la rentabilidad del proyecto. Mediante esta metodología se mantiene un equilibrio económico entre el pago por energía y el pago por potencia, evitando recurrir a pagos fuera del óptimo (excesivos o en déficit) en la remuneración de un proyecto de generación.

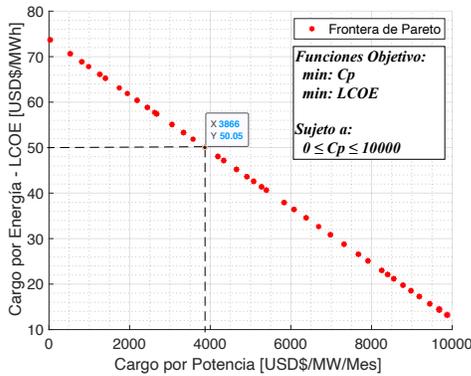


Fig. 7. Frontera de Pareto: Pago de Energía vs Pago por Potencia.

Esta metodología no solo es útil para inversionistas que buscan herramientas de evaluación de proyectos, sino además puede ser aplicable por el gobierno para establecer un pago por potencia y energía óptimos. Es evidente que si el pago por potencia mensual es más alto, el pago por energía es menor, y viceversa. Por lo tanto, al aplicar cualquier punto de la frontera de Pareto para el pago durante toda la vida útil del proyecto, podrá recuperar sus costos incluyendo la rentabilidad inmersa en la tasa de descuento.

D. Caso 4: Sensibilidad con Respecto al Plazo de Operación

El plazo de operación (concesión) para la participación del generador en el mercado eléctrico depende del contrato y generalmente está asociado a la vida útil n de cada tecnología. En este caso de estudio se analiza la sensibilidad del LCOE con respecto al plazo al cual podría ser habilitado el generador para operar en el sistema. En la Fig. 8 se puede apreciar que, si el plazo de operación al cual se evalúa económicamente el proyecto aumenta, el LCOE disminuirá su valor, y viceversa.

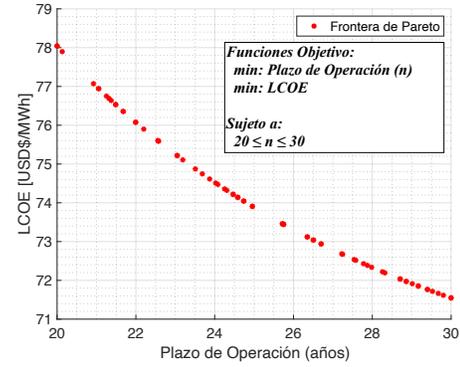


Fig. 8. Frontera de Pareto: LCOE vs Plazo de Operación.

E. Análisis de Resultados

En la Tabla V se presenta una comparación del impacto que producen cada una de las variables analizadas sobre el LCOE. Los parámetros que incrementan el LCOE, a medida que incrementan su valor, son: la tasa de descuento y costo de inversión; y como se evidenció en la Fig. 3a, para la tecnología fotovoltaica el impacto es mayor (mayor pendiente en la recta), en comparación con las tecnologías eólica e hidráulica que tienen mayores economías de escala. En contraste, el incremento del factor de planta y plazo de operación implica una disminución del LCOE, hasta su valor límite sujeto a las restricciones.

TABLA V
ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VARIABLES

Parámetro	Impacto Sobre LCOE	
	Incrementa	Disminuye
Incremento de Tasa de descuento	✓	
Incremento de Costo de inversión	✓	
Incremento de Factor de planta		✓
Incremento de Plazo de concesión		✓
Ingresos económicos adicionales*		✓

*Los ingresos adicionales, podrían ser: un ingreso por potencia (caso de estudio 3), bonos, beneficios sociales o ambientales, entre otros.

En el caso del factor de planta, para valores entre 0.5 a 0.9 la sensibilidad del LCOE es menor, es decir que el precio de tecnologías como las hidroeléctricas y térmicas no tendría variaciones drásticas por cambios en este parámetro, a diferencia de tecnologías como las fotovoltaicas y eólicas que al manejar factores de planta por debajo de 0.5, su LCOE si sufre variaciones más pronunciadas por cambios en el factor de planta.

Existen otras variables no consideradas en este artículo, tales como costos o beneficios ambientales, variables financieras como el pago de impuestos, mecanismos de depreciación de activos, financiamiento a través de la deuda, bonos, entre otras; mismas que pueden ser incorporadas de acuerdo a los objetivos de cada requerimiento.

V. CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta una metodología para el análisis de sensibilidad en el cálculo del LCOE frente a la variación de diferentes variables económicas comúnmente aplicadas en la evaluación de proyectos de generación de energía eléctrica

utilizando la frontera de Pareto; considerando que el LCOE es ampliamente utilizado como una métrica para evaluar y comparar costos de ciclo de vida de proyectos de generación.

Los parámetros o variables consideradas para el análisis incluyen, los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, producción de energía anual esperada, plazo de operación o tiempo de vida, la tasa de descuento y finalmente ingresos adicionales al proyecto (remuneración por potencia).

La metodología propuesta con base a la frontera de Pareto, no solo es útil para inversionistas que buscan herramientas de evaluación y gestión del riesgo de proyectos de generación de energía eléctrica, si no además puede ser utilizada en el ámbito de fijación de políticas energéticas por parte del gobierno, demostrado ser útil para establecer un cargo por energía y un cargo por potencia óptimos para proyectos de generación eléctrica de distintos tipos de tecnología, constituyéndose así en una herramienta de ayuda en el proceso de toma de decisiones.

A la metodología se podría incorporar, ingresos adicionales tales como: bonos, beneficios sociales o ambientales, entre otros), de manera similar como se incorporó los ingresos por potencia anuales en este trabajo, manteniendo el equilibrio económico entre los ingresos y egresos durante el ciclo de vida del proyecto, para la recuperación de la inversión.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido apoyado por la Universidad Tecnológica Centroamericana (UNITEC) de Honduras y la Universidad Técnica de Cotopaxi de Ecuador.

REFERENCIAS

- [1] C. Kost, S. Shammugam, V. Jülch, H.-T. Nguyen, and T. Schlegl, "Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies," *Fraunhofer Institute for Solar Energy System ISE*, pp. 1–42, 2018.
- [2] C. Lucheroni and C. Mari, "Stochastic LCOE for optimal electricity generation portfolio selection," in *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, pp. 1–8, 2014.
- [3] L. D. Harvey, "Clarifications of and improvements to the equations used to calculate the levelized cost of electricity (LCOE), and comments on the weighted average cost of capital (WACC)," *ELSEVIER, Energy*, vol. 207, p. 118340, 2020.
- [4] K. J. Benes and C. Augustin, "Beyond LCOE: a simplified framework for assessing the full cost of electricity," *ELSEVIER, The Electricity Journal*, vol. 29, no. 8, pp. 48–54, 2016.
- [5] J. Aldersey-Williams, I. D. Broadbent, and P. A. Strachan, "Better estimates of LCOE from audited accounts-A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT," *ELSEVIER, Energy policy*, vol. 128, pp. 25–35, 2019.
- [6] J. Y. Tao and A. Finenko, "Moving beyond LCOE: impact of various financing methods on PV profitability for SIDS," *ELSEVIER, Energy Policy*, vol. 98, pp. 749–758, 2016.
- [7] J. Loewen, "LCOE is an undiscounted metric that distorts comparative analyses of energy costs," *ELSEVIER, The Electricity Journal*, vol. 32, no. 6, pp. 40–42, 2019.
- [8] J. Loewen, "LCOE is an undiscounted metric that inaccurately disfavors renewable energy resources," *ELSEVIER, The Electricity Journal*, vol. 33, no. 6, p. 106769, 2020.
- [9] R. McCann, "Comment: LCOE is an undiscounted metric that distorts comparative analyses of energy costs," *ELSEVIER, The Electricity Journal*, vol. 33, no. 7, p. 106812, 2020.
- [10] J. A. Dzieża, "Stochastic LCOE in portfolio selection of electricity generation," in *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*, pp. 1–5, 2017.
- [11] J. Aldersey-Williams and T. Rubert, "Levelised cost of energy-A theoretical justification and critical assessment," *ELSEVIER, Energy Policy*, vol. 124, pp. 169–179, 2019.
- [12] D. PinheiroNeto, E. GeraldoDomingues, and L. SchiochetPinto, "Risk Analysis of Levelized Cost of Electricity to Renewable Energy in Brazil," in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*, pp. 1–6, 2018.
- [13] E. Sosnina and A. Shalukho, "Energy Source Selection for the Combined Renewable Power Plants," in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–5, 2019.
- [14] D. A. Sunter, B. Murray, M. Lehmann, R. Green, B. Ke, B. Maushund, and D. M. Kammen, "Two-stage Monte Carlo simulation to forecast levelized cost of electricity for wave energy," in *2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pp. 638–641, 2017.
- [15] C. Huang, S. Chen, S. Yang, Y. Huang, and P. Chen, "Capacity optimisation for an SAMS considering LCOE and reliability objectives," *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 7, pp. 787–796, 2018.
- [16] P. Benalcázar, J. Lara, and M. Samper, "Distributed Photovoltaic Generation in Ecuador: Economic Analysis and Incentives Mechanisms," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 03, pp. 564–572, 2020.
- [17] C. Lucheroni and C. Mari, "Risk shaping of optimal electricity portfolios in the stochastic LCOE theory," *ELSEVIER, Computers and Operations Research*, vol. 96, pp. 374–385, 2018.
- [18] T. T. Tran and A. D. Smith, "Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies," *ELSEVIER, Applied energy*, vol. 216, pp. 157–171, 2018.
- [19] A. Ioannou, A. Angus, and F. Brennan, "Stochastic prediction of offshore wind farm LCOE through an integrated cost model," *ELSEVIER, Energy Procedia*, vol. 107, pp. 383–389, 2017.



Diego A. Arias-Cazco Nació en Riobamba, Ecuador, el 12-sep-1980. Recibió el título de Ing. en Electromecánica y un Diplomado en Redes Digitales Industriales, en la Universidad de las Fuerzas Armadas, Ecuador 2006 y 2008 respectivamente. Recibió el grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, mención Eléctrica, en la Universidad de Chile, Chile, 2012. Trabajó como profesor-investigador en la Universidad Politécnica Salesiana, durante 5 años. Actualmente trabaja en la Agencia de Regulación y Control de Energía-ARC, Quito – Ecuador. Adicionalmente, trabaja como profesor-investigador a tiempo parcial en la Universidad Tecnológica Centroamericana (UNITEC), en San Pedro Sula – Honduras; y Docente invitado en la Universidad Técnica Cotopaxi - UTC para la cátedra de Energías Renovables. Sus temas de interés incluyen: Planificación de SEP, Análisis económicos y Optimización de Sistemas Eléctricos.



Patricia Gavela. Doctora en ingeniería eléctrica. Ha trabajado en las áreas de regulación y control de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y dentro del sector privado. Actualmente se desempeña como docente e investigadora en la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son las técnicas de optimización aplicables a sistemas de potencia, energías renovables, mercados energéticos y aspectos normativos y regulatorios del sector eléctrico.



Luis Cruz Panchi En 2008 se graduó como Ingeniero en Electromecánica por la universidad de las Fuerzas Armadas, Ecuador. En 2010 obtiene el Diplomado Superior en Redes Digitales Industriales, Ecuador. En 2013 obtiene el grado de Magister en Gestión de Energías, por la Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador. Actualmente se encuentra cursando la Maestría en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia en la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador. Posee experiencia en el sector productivo industrial, en 2008 se integra al sector energético, desempeñando funciones en diversas áreas relacionadas con la generación termoeléctrica durante 9 años. Actualmente se desempeña como Docente de pregrado y posgrado en la facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi.



Piero Izquierdo Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Chile, especializado en mercados eléctricos, con alta experiencia en la Regulación de la normativa eléctrica aplicada a clientes finales y empresas de transmisión. Actualmente trabaja a tiempo completo en el Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, como Ingeniero de Especialidad de Ingeniería y Diseño. Es candidato a Máster en Energía Renovables, Ahorro y Eficiencia Energética de la Escuela Internacional de Posgrados.