



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia

Juan Esteban Ramírez Del Río

Trabajo Final presentado como requisito parcial para obtener el título de:
Magister en Ingeniería - Sistemas Energéticos

Director:

Carlos Jaime Franco Cardona, PhD

Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2022

Resumen

Las energías renovables no convencionales como la fotovoltaica y la eólica, actualmente lideran la transición energética y año tras año su capacidad instalada crece alrededor del mundo, lo cual se debe principalmente a que este tipo de tecnologías se han vuelto mucho más competitivas, reduciendo sus costos de instalación a niveles nunca registrados. Para el caso de la energía solar fotovoltaica esta ha reducido sus costos de instalación en más del 80% en los últimos diez años, mientras que la energía renovable más utilizada a nivel mundial, la generación hidroeléctrica, ha ido perdiendo su poderío debido a los impactos ambientales que se presentan con su construcción y a la reducción de costos de las renovables no convencionales. Lo anterior, ha estado reflejado principalmente en los mercados asiáticos, europeos y norteamericanos, mientras que otros países apenas han iniciado la implementación a gran escala de las fuentes de energía renovable no convencional como resultado de la generación de incentivos por parte de los gobiernos locales. Colombia es una muestra de aquellos países con una incipiente participación en la instalación de fuentes de energía renovable no convencional, contando con alrededor del 68% de generación hidroeléctrica en su matriz energética. Teniendo como referencia la expedición de la Ley 1715 de 2014, se espera que aumente la capacidad de generación en no convencionales y así, se diversifique su matriz energética. Ante esto, este trabajo busca comparar financieramente las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia, con la finalidad de determinar para qué rangos de capacidad instalada una tecnología es más viable que la otra.

Palabras Clave

Capacidad, fotovoltaica, hidroeléctrica, viabilidad financiera, LCOE.

Comparison of photovoltaic and hydroelectric technologies in Colombia

Abstract

Non-conventional renewable energies such as photovoltaic and wind power are currently leading the energy transition and year by year their installed capacity grows around the world, which is mainly since these technologies have become more competitive, reducing their installation costs to levels never recorded before. In the case of photovoltaic solar energy, it has reduced its installation costs by more than 80% in the last ten years, while the most widely used renewable energy worldwide, hydroelectric, has been losing its power due to the great environmental impacts of its implementation and the reduction of costs of non-conventional renewables. This has been mainly reflected in the Asian, European, and North American markets, while other countries have just started the large-scale implementation of non-conventional renewable energy sources because of the generation of incentives by local governments. Colombia is a sample of those countries with an incipient participation in the installation of non-conventional renewable energy sources, having around 68% of hydro energy in its energy matrix. With the issuance of Law 1715 of 2014 as a reference, it is expected to increase the non-conventional generation capacity and thus, diversify its energy matrix. In view of this, this work seeks to financially compare photovoltaic and hydroelectric technologies in Colombia, to determine for which ranges of installed capacity one technology is more viable than the other.

Keywords

Capacity, photovoltaic, hydroelectric, financial viability, LCOE.

Tabla de contenido

Resumen.....	2
Palabras Clave.....	2
Abstract	3
Keywords	3
Tabla de contenido	4
Capítulo 1. Antecedentes	16
1.1. Panorama mundial	16
1.2. Caso colombiano	17
1.3. Planteamiento del problema	18
1.4. Conclusiones del capítulo	19
Capítulo 2. Marco teórico.....	20
2.1. Energía solar fotovoltaica	20
2.2. Potencial de generación fotovoltaica en Colombia.....	21
2.3. Energía hidroeléctrica.....	21
2.4. Potencial de generación hidroeléctrica en Colombia.....	21
2.5. Mercado colombiano	22
2.6. Evaluación Financiera de Proyectos	22
2.7. Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	25
2.8. Conclusiones del capítulo	26
Capítulo 3. Revisión de la literatura.....	27
3.1. Scopus.....	27
3.1.1. Ecuación de búsqueda	27
3.1.2. Resultados de la búsqueda	28
3.2. Otras fuentes bibliográficas	31
3.3. Conclusiones del capítulo	33
Capítulo 4. Objetivos y metodología.....	34
4.1. Objetivos.....	34
4.1.1. Objetivo general	34
4.1.2. Objetivos específicos	34
4.2. Metodología.....	34

Capítulo 5. Reglamentación para el sector de generación y parámetros de la evaluación financiera	36
5.1. Reglamentación para las plantas fotovoltaicas e hidroeléctricas en Colombia.....	36
5.1.1. Tipo de despacho.....	36
5.1.2. Ingresos.....	38
5.1.3. Egresos.....	38
5.1.4. Ley 1715 de 2014.....	40
5.2. Parámetros para la evaluación financiera	41
5.2.1. Ingresos.....	41
5.2.2. Egresos.....	44
5.3. Conclusiones del capítulo	48
Capítulo 6. Evaluación financiera de proyectos hidroeléctricos.....	49
6.1. Definición de parámetros de entrada al modelo	49
6.1.1. Análisis de parámetros operativos de los agentes generadores del Mercado Mayorista de Energía en Colombia.....	49
6.1.2. Supuestos utilizados en el modelado financiero.....	55
6.2. Resultados del modelado financiero.....	58
6.2.1. Plantas hidroeléctricas con potencia instalada de 1 MW	58
6.2.2. Plantas hidroeléctricas con potencia instalada de 10 MW	59
6.2.3. Plantas hidroeléctricas con potencia instalada de 100 MW	60
6.2.4. Plantas hidroeléctricas con potencia instalada de 1.000 MW	61
6.3. Análisis de sensibilidad	62
6.3.1. Sensibilidad al CAPEX.....	62
6.3.2. Sensibilidad al Precio de los contratos de energía	64
6.3.3. Sensibilidad a la Tasa Representativa del Mercado (TRM)	66
6.3.4. Sensibilidad al WACC	68
6.4. Conclusiones del capítulo	70
Capítulo 7. Evaluación financiera de proyectos fotovoltaicos	71
7.1. Definición de parámetros de entrada al modelo financiero.....	71
7.1.1. Supuestos utilizados en el modelado financiero.....	71
7.2. Resultados del modelado financiero.....	74
7.2.1. Plantas fotovoltaicas con potencia instalada de 1 MW	75
7.2.2. Plantas fotovoltaicas con potencia instalada de 10 MW	76

7.2.3. Plantas fotovoltaicas con potencia instalada de 100 MW	77
7.2.4. Plantas fotovoltaicas con potencia instalada de 1.000 MW	78
7.3. Análisis de sensibilidad	79
7.3.1. Sensibilidad al CAPEX.....	79
7.3.2. Sensibilidad al Precio de los contratos de energía	81
7.3.3. Sensibilidad a la Tasa Representativa del Mercado (TRM)	83
7.3.4. Sensibilidad al WACC	85
7.4. Conclusiones del capítulo	86
Capítulo 8. Comparación de resultados	88
8.1. Plantas con potencias instaladas de 1 MW	91
8.2. Plantas con potencias instaladas de 10 MW	95
8.3. Plantas con potencias instaladas de 100 MW.....	99
8.4. Plantas con potencias instaladas de 1.000 MW.....	103
8.5. Conclusiones del capítulo	107
Capítulo 9. Conclusiones	109
9.1. Conclusiones generales del Trabajo Final.....	109
9.2. Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos	109
9.2.1. Objetivo específico 1	109
9.2.2. Objetivo específico 2	109
9.2.3. Objetivo específico 3	110
9.2.4. Objetivo general	110
9.3. Trabajos futuros	111
Capítulo 10. Referencias	112

Lista de Tablas

Tabla 3-1 Revistas seleccionadas - SCOPUS	28
Tabla 3-2 Revisión de la literatura - SCOPUS.....	29
Tabla 3-3 Revistas seleccionadas - Otras Fuentes Bibliográficas.....	31
Tabla 3-4 Revisión de la literatura – Otras Fuentes Bibliográficas	32
Tabla 5-1 Ingresos y beneficios regulatorios que aplican a las plantas fotovoltaicas e hidroeléctricas en Colombia.....	40
Tabla 5-2 Costos regulatorios que aplican a las plantas fotovoltaicas e hidroeléctricas en Colombia	40
Tabla 6-1 Promedios históricos de energía media, energía firme y factor de planta para proyectos con potencias instaladas mayores a 500 MW.	50
Tabla 6-2 Promedios históricos de energía media, energía firme y factor de planta para proyectos con potencias instaladas entre 50 y 500 MW.	50
Tabla 6-3 Promedios históricos de energía media, energía firme y factor de planta para proyectos con potencias instaladas entre 5 y 50 MW.	51
Tabla 6-4 Promedios históricos de energía media, energía firme y factor de planta para proyectos con potencias instaladas menores a 5 MW.....	52
Tabla 6-5 Promedios históricos de energía media, energía firme y factor de planta para proyectos con potencias instaladas menores a 5 MW.....	53
Tabla 6-6 Supuestos financieros y macroeconómicos para las evaluaciones financieras	55
Tabla 6-7 Valores de referencia para el WACC.....	55
Tabla 6-8 Valores de referencia para el CAPEX y el OPEX de plantas hidroeléctricas	56
Tabla 6-9 CAPEX seleccionado para las plantas hidroeléctricas	56
Tabla 6-10 Valores de referencia para los periodos de construcción de plantas hidroeléctricas	57
Tabla 6-11 Periodos de construcción seleccionados para llevar a cabo las modelaciones financieras de las plantas hidroeléctricas	57
Tabla 6-12 Valores de referencia para horizontes financieros de plantas hidroeléctricas	57
Tabla 6-13 Horizontes financieros seleccionados para llevar a cabo las simulaciones financieras de las plantas hidroeléctricas.....	57
Tabla 6-14 Parámetros a utilizar en las modelaciones financieras de las plantas hidroeléctricas...	58
Tabla 6-15 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta hidroeléctrica de 1 MW.....	59
Tabla 6-16 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta hidroeléctrica de 10 MW.....	60
Tabla 6-17 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta hidroeléctrica de 100 MW.....	61
Tabla 6-18 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta hidroeléctrica de 1000 MW.....	62
Tabla 6-19 Variación de la TIR realizando sensibilidad al CAPEX para plantas hidroeléctricas.....	62
Tabla 6-20 Variación del VPN realizando sensibilidad al CAPEX para plantas hidroeléctricas.....	63

Tabla 6-21 Variación de la TIR realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas hidroeléctricas.....	64
Tabla 6-22 Variación del VPN realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas hidroeléctricas.....	65
Tabla 6-23 Variación de la TIR realizando sensibilidad a la TRM para plantas hidroeléctricas.....	66
Tabla 6-24 Variación del VPN realizando sensibilidad a la TRM para plantas hidroeléctricas.....	67
Tabla 7-1 Supuestos financieros y macroeconómicos para las evaluaciones financieras.....	71
Tabla 7-2 Valores de referencia para el factor de planta de proyectos fotovoltaicos.....	71
Tabla 7-3 ENFICC declarada por las plantas fotovoltaicas El Paso y La Loma en la subasta de 2019.	72
Tabla 7-4 Valores de referencia para el WACC.....	72
Tabla 7-5 Valores de referencia para el CAPEX y el OPEX de plantas fotovoltaicas.....	72
Tabla 7-6 CAPEX seleccionado para llevar a cabo las modelaciones financieras de las plantas fotovoltaicas.....	73
Tabla 7-7 Valores de referencia para los periodos de construcción de plantas fotovoltaicas.....	73
Tabla 7-8 Periodos de construcción seleccionados para llevar a cabo el modelado financiero de las plantas fotovoltaicas.....	73
Tabla 7-9 Valores de referencia para horizontes financieros de plantas fotovoltaicas.....	74
Tabla 7-10 Horizontes financieros seleccionados para llevar a cabo las simulaciones financieras de las plantas fotovoltaicas.....	74
Tabla 7-11 Parámetros a utilizar en las modelaciones financieras de las plantas fotovoltaicas.....	74
Tabla 7-12 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta fotovoltaica de 1 MW.	75
Tabla 7-13 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta fotovoltaica de 10 MW.....	76
Tabla 7-14 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta fotovoltaica de 100 MW.....	77
Tabla 7-15 Resultados obtenidos para una planta fotovoltaica de 1.000 MW.....	78
Tabla 7-16 Variación de la TIR realizando sensibilidad al CAPEX para plantas fotovoltaicas.....	79
Tabla 7-17 Variación del VPN realizando sensibilidad al CAPEX para plantas fotovoltaicas.....	80
Tabla 7-18 Variación de la TIR realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas fotovoltaicas.....	81
Tabla 7-19 Variación del VPN realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas fotovoltaicas.....	82
Tabla 7-20 Variación de la TIR realizando sensibilidad a la TRM para plantas fotovoltaicas.....	83
Tabla 7-21 Variación del VPN realizando sensibilidad a la TRM para plantas fotovoltaicas.....	84
Tabla 8-1 Resultados obtenidos en las simulaciones financieras para 8 plantas.....	88
Tabla 8-2 LCOE de las tecnologías hidroeléctrica y fotovoltaica reportados en la literatura.....	90
Tabla 8-3 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1 MW.....	91
Tabla 8-4 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1 MW.....	95

Tabla 8-5 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1 MW	96
Tabla 8-6 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 10 MW	99
Tabla 8-7 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1 MW	99
Tabla 8-8 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 100 MW	103
Tabla 8-9 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1000 MW	104
Tabla 8-10 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1.000 MW	107

Lista de Figuras

Figura 1-1 Matriz Energética de Colombia.....	17
Figura 2-1 Crecimiento de la energía solar en el periodo 2010 – 2020	20
Figura 2-2 Estimación del Flujo de Caja Libre.....	23
Figura 5-1 Comportamiento promedio histórico del precio de la energía en bolsa y en contratos en Colombia (2000-2020).....	42
Figura 5-2 Proyección del Modelo MPODE año 2020.....	43
Figura 5-3 Regresión lineal del precio histórico de los contratos en Colombia.	43
Figura 5-4 Promedios multianuales para el CERE.....	44
Figura 5-5 Valores históricos del FAZNI.....	45
Figura 5-6 Valores históricos reportados para las transferencias del sector eléctrico.....	45
Figura 5-7 Valores históricos Responsabilidad AGC.....	46
Figura 5-8 Comportamiento histórico de la capacidad instalada en Colombia (Periodo 2000-2020). Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021c).....	47
Figura 5-9 Ingresos históricos recaudados por el operador del sistema por los conceptos de CND y SIC.....	47
Figura 6-1 ENFICC/GP para diferentes rangos de potencia instalada.....	54
Figura 6-2 OEF/GP para diferentes rangos de potencia instalada.....	54
Figura 6-3 EM/GP para diferentes rangos de potencia instalada.....	55
Figura 6-4 Flujo de caja libre para una planta hidroeléctrica de 1 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano.....	58
Figura 6-5 Flujo de caja libre para una planta hidroeléctrica de 10 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano.....	59
Figura 6-6 Flujo de caja libre para una planta hidroeléctrica de 100 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano.....	60
Figura 6-7 Flujo de caja libre para una planta hidroeléctrica de 1.000 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano.....	61
Figura 6-8 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad al CAPEX para plantas hidroeléctricas.....	63
Figura 6-9 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad al CAPEX para plantas hidroeléctricas.....	64
Figura 6-10 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas hidroeléctricas.....	65
Figura 6-11 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas hidroeléctricas.....	66
Figura 6-12 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad a la TRM para plantas hidroeléctricas.....	67
Figura 6-13 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad a la TRM para plantas hidroeléctricas.....	68
Figura 6-14 Sensibilidad al WACC para plantas hidroeléctricas – Límite Inferior.....	69
Figura 6-15 Sensibilidad al WACC para plantas hidroeléctricas – Límite superior.....	69

Figura 7-1 Flujo de caja libre para una planta fotovoltaica de 1 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano	75
Figura 7-2 Flujo de caja libre para una planta fotovoltaica de 10 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano	76
Figura 7-3 Flujo de caja libre para una planta fotovoltaica de 100 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano	77
Figura 7-4 Flujo de caja libre para una planta fotovoltaica de 1.000 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano	78
Figura 7-5 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad al CAPEX para plantas fotovoltaicas	80
Figura 7-6 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad al CAPEX para plantas fotovoltaicas	81
Figura 7-7 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas fotovoltaicas	82
Figura 7-8 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas fotovoltaicas	83
Figura 7-9 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad a la TRM para plantas fotovoltaicas	84
Figura 7-10 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad a la TRM para plantas fotovoltaicas	85
Figura 7-11 Sensibilidad al WACC para plantas fotovoltaicas – Límite Inferior.....	86
Figura 7-12 Sensibilidad al WACC para plantas fotovoltaicas – Límite superior	86
Figura 8-1 TIR obtenida en las simulaciones financieras para proyectos hidroeléctricos y fotovoltaicos	89
Figura 8-2 VPN obtenido en las simulaciones financieras para proyectos hidroeléctricos y fotovoltaicos	89
Figura 8-3 LCOE obtenido en las simulaciones financieras para las dos tecnologías evaluadas	90
Figura 8-4 Comparación de los resultados obtenidos para el LCOE con diferentes referencias.....	91
Figura 8-5 Flujo de ingresos para las plantas hidroeléctrica y fotovoltaica con potencia instalada de 1 MW.....	92
Figura 8-6 Flujo de egresos para las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas con potencia instalada de 1 MW.....	93
Figura 8-7 Discriminación de los ingresos para las plantas de 1 MW analizadas	94
Figura 8-8 Discriminación de los egresos para las plantas de 1 MW analizadas	94
Figura 8-9 Porcentaje de incidencia de los egresos para las plantas de 1 MW a) Fotovoltaica y b) Hidroeléctrica	95
Figura 8-10 Flujo de ingresos para las plantas hidroeléctrica y fotovoltaica con potencia instalada de 10 MW.....	96
Figura 8-11 Flujo de egresos para las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas con potencia instalada de 10 MW	97
Figura 8-12 Discriminación de los ingresos para las plantas de 10 MW analizadas	97
Figura 8-13 Discriminación de los egresos para las plantas de 10 MW analizadas	98

Figura 8-14 Porcentaje de incidencia de los egresos para las plantas de 10 MW a) Fotovoltaica y b) Hidroeléctrica	98
Figura 8-15 Flujo de ingresos para las plantas hidroeléctrica y fotovoltaica con potencia instalada de 100 MW	100
Figura 8-16 Flujo de egresos para las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas con potencia instalada de 100 MW	101
Figura 8-17 Discriminación de los ingresos para las plantas de 100 MW analizadas	102
Figura 8-18 Discriminación de los egresos para las plantas de 100 MW analizadas	102
Figura 8-19 Porcentaje de incidencia de los egresos para las plantas de 100 MW a) Fotovoltaica y b) Hidroeléctrica	103
Figura 8-20 Flujo de ingresos para las plantas hidroeléctrica y fotovoltaica con potencia instalada de 1.000 MW	104
Figura 8-21 Flujo de egresos para las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas con potencia instalada de 1.000 MW	105
Figura 8-22 Discriminación de los ingresos para las plantas de 1.000 MW analizadas	106
Figura 8-23 Discriminación de los egresos para las plantas de 1.000 MW analizadas	106
Figura 8-24 Porcentaje de incidencia de los egresos para las plantas de 1 MW a) Fotovoltaica y b) Hidroeléctrica	107

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
UPME	Unidad de Planeación Minero-energética
IRENA	International Renewable Energy Agency
IEA	International Energy Agency
GW	Gigavatio, unidad de potencia
MW	Megavatio, unidad de potencia
kWh	Kilovatios hora, unidad de generación
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
OLADE	Organización Latinoamérica de energía
FNCER	Fuentes no convencionales de energía renovable
SIN	Sistema Interconectado Nacional
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
XM	XM S.A.S. E.S.P.

Introducción

Las energías renovables presentan cada vez una mayor presencia en las diferentes matrices energéticas del mundo, esto como resultado de la relevancia que se le ha dado a la descarbonización de las fuentes de generación y a la necesidad que tienen las naciones de dar cumplimiento a los objetivos trazados en cuanto se refiere a la mitigación del cambio climático y a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Adicionalmente, este tipo de tecnologías se han visto beneficiadas por el desarrollo científico y tecnológico, lo que ha permitido que sus costos de implementación se reduzcan al tiempo que sus eficiencias aumentan.

Ante esto, energías que anteriormente jugaban un papel incipiente en la canasta energética mundial, tales como la fotovoltaica y la eólica, representan el mayor porcentaje de la nueva capacidad instalada en los últimos años, mientras que las energías tradicionales, tanto renovables como no renovables, son cada vez menos instaladas. Este desarrollo de las fuentes no convencionales, ha sido impulsado principalmente por las naciones asiáticas, europeas y norteamericanas, quienes conjuntamente representan más del 70% de la capacidad instalada a nivel mundial, la cual ha alcanzado una cifra récord de 2.537 GW, de los cuales alrededor del 53% representan fuentes diferentes a la generación hidroeléctrica (IRENA, 2020).

Por su parte, Colombia apenas se encuentra ingresando a esta nueva tendencia mundial, pues pese a la vigencia de la Ley 1715 (Congreso de la República de Colombia, 2014), la cual promueve el uso de las fuentes no convencionales y fue expedida en el 2014, el aumento de la capacidad instalada en nuevas fuentes energéticas no ha sido el esperado. A pesar de lo anterior, se espera que en los próximos años la capacidad instalada de las renovables aumente considerablemente y que sea la tecnología fotovoltaica, quien lidere la transición energética debido al potencial de irradiación con el que cuenta el país.

Con este panorama en frente, Colombia busca diversificar su matriz energética, la cual, actualmente se encuentra abastecida en su mayoría, por la generación hidroeléctrica y de esta manera, hacer frente a las condiciones climáticas de baja hidrología, en donde se ha visto históricamente comprometido el suministro de electricidad en condiciones de El Fenómeno de El Niño.

Ahora bien, Colombia aún cuenta con un gran potencial para nuevas instalaciones de generación hidroeléctrica, el cual, se estima en 56,2 GW (UPME et al., 2015) y considerando que este tipo de generación es del carácter renovable y representa un costo de instalación bajo comparado con otras fuentes de generación, se espera que la nación continúe aumentando su capacidad instalada en las diferentes fuentes de generación renovable.

De esta manera, el país cuenta con diferentes opciones para aumentar su capacidad instalada y por ello, se hace indispensable comparar las opciones de instalación de nueva capacidad en Colombia, específicamente de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica, las cuales se espera que sean las de mayor incidencia en el futuro del país. En este trabajo final se propone evaluar en qué rangos de capacidad instalada es más conveniente una fuente que la otra, bajo las condiciones típicas del sector eléctrico colombiano.

El documento se desarrolla en diez capítulos, en donde en el Capítulo 1 se presentan los antecedentes generales relacionados con las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica a nivel mundial y en Colombia, en el Capítulo 2 se presenta el marco teórico de las tecnologías evaluadas, se analizan algunas nociones del mercado eléctrico colombiano y se presentan las bases de la evaluación financiera de proyectos, en el Capítulo 3 se presenta la revisión de la literatura y en el Capítulo 4 se presentan los objetivos y la metodología del presente Trabajo Final de Maestría. Adicionalmente, en el Capítulo 5 se presenta la reglamentación del sector eléctrico colombiano que aplica a las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica y los parámetros utilizados en el modelado financiero, en el Capítulo 6 se presentan los resultados obtenidos en el modelado financiero de proyectos hidroeléctricos, en el Capítulo 7 se presentan los resultados obtenidos en el modelado financiero de proyectos fotovoltaicos y en el Capítulo 8 se realiza la comparación financiera de las tecnologías de generación analizadas. Para finalizar, en el Capítulo 9 se presentan las conclusiones del presente Trabajo Final de Maestría y en el Capítulo 10 se presentan las referencias utilizadas.

Capítulo 1. Antecedentes

En este capítulo se presenta un panorama general de la capacidad instalada en fuentes de energía renovable, haciendo un recorrido por las principales economías mundiales, Latinoamérica y Colombia. Adicionalmente, se expone el planteamiento del problema para este Trabajo Final de Maestría.

1.1. Panorama mundial

Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), a finales de 2020, la generación a partir de fuentes de energía renovable alcanzó una capacidad instalada de 2.799 GW a nivel mundial. Las energías hidroeléctrica, eólica y solar, son las renovables que actualmente presentan una mayor capacidad instalada (alrededor del 95%), con potencias instaladas de 1.211 GW, 733 GW y 714 GW, respectivamente (IRENA, 2021a).

En el año 2019 la capacidad instalada mundial aumentó en un 10,3% con respecto al año anterior, en donde la energía solar fue la que alcanzó un mayor crecimiento con la instalación de 127 GW adicionales (aumento del 22%), seguida por la generación eólica, la cual alcanzó un crecimiento del 18% con una capacidad adicional de 111 GW. Por su parte, la energía hidroeléctrica representó un crecimiento del 2% añadiendo 20 GW (IRENA, 2021a).

Adicionalmente, la Agencia Internacional de Energía (IEA) proyecta que las energías renovables representarán el 80% del crecimiento de la generación a nivel mundial durante la próxima década, sobrepasando a los combustibles fósiles para el año 2025 como la primera fuente de producción de energía (IEA, 2021).

La energía solar domina la expansión de las energías renovables, la cual ha crecido dieciséis veces para el año de 2020 con respecto a la capacidad instalada en el año de 2010 (IRENA, 2021b). Este crecimiento se debe principalmente a la reducción de precio que alcanzaron los paneles fotovoltaicos entre 2010 y 2020, donde los valores de módulo cristalino cayeron entre el 89% y el 95% para módulos vendidos en Europa, y al aumento de las eficiencias con respecto al área del panel (IRENA, 2021b). Recientemente, el precio ha alcanzado un valor promedio de 0,27 USD/W, cayendo entre un 9% y 11% con respecto a los precios registrados en diciembre de 2019 (IRENA, 2021b). Dicho crecimiento ha sido potenciado por países como China, Estados Unidos, Vietnam, Japón, Alemania, India, Australia, Corea del Sur, Brasil y Holanda, los cuales suman alrededor del 80% de la capacidad instalada en la actualidad (REN21, 2021).

Por su parte, la generación hidroeléctrica es la generación renovable más madura y desarrollada a nivel mundial, no obstante, su predominio en el sector energético mundial se ha visto reemplazada por la entrada de los proyectos solares y eólicos. Según IRENA, su participación cayó del 72% (881 GW) en 2010 a poco menos del 41% en 2019 (IRENA, 2021b). Durante el año 2020, China alcanzó el liderato en cuanto a la instalación de nueva capacidad con 12,6 GW, seguido por Turquía con 2,6 GW. Por su parte, los países con mayor capacidad instalada son China, Brasil, Canadá,

Estados Unidos, Rusia, India, Noruega, Turquía, Japón y Francia, los cuales acumulan una capacidad instalada de aproximadamente el 69% de la generación hidroeléctrica mundial (REN21, 2021).

A nivel latinoamericano, la generación fotovoltaica continúa creciendo gracias al abundante potencial de radiación que posee esta región, la caída de precios de los módulos fotovoltaicos y las nuevas regulaciones que incentivan a la inversión en este tipo de proyectos. Para 2019, Brasil logró instalar 2 GW, seguido por México con un poco menos de 2 GW y Argentina con 0,5 GW.

Por otra parte, la generación hidráulica, ha tenido un gran recorrido en la región latinoamericana, representando la mayor cantidad de potencia instalada. Brasil representa el mayor porcentaje de energía hidráulica en la región con alrededor de 109 GW, seguido por Venezuela con 14,9 GW, México con 12,6 GW y Colombia con 11,9 GW (OLADE, 2020).

1.2. Caso colombiano

En cuanto se refiere al caso colombiano, el país cuenta con una capacidad instalada de aproximadamente 17,6 GW, de los cuales, 11,9 GW corresponden a la generación hidráulica, 5,33 GW a la generación térmica, 192,5 MW para la cogeneración, 135,22 MW de generación fotovoltaica y 18 MW de energía eólica (XM S.A.S. E.S.P, 2021). En la [Figura 1-1](#), se presenta la matriz de generación de Colombia.

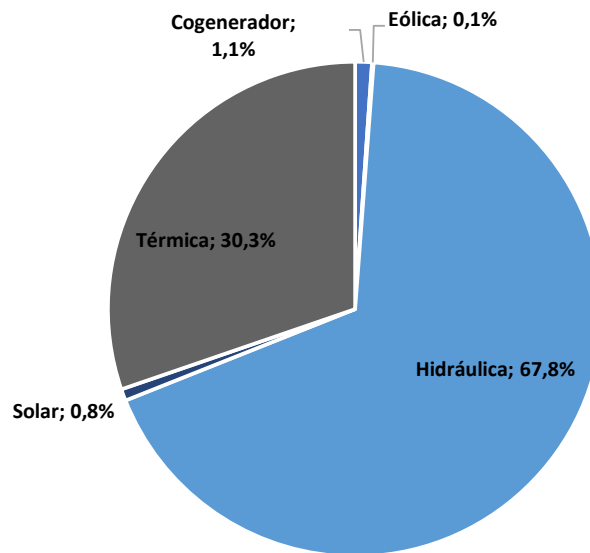


Figura 1-1 Matriz Energética de Colombia

Elaboración propia, haciendo uso de datos de XM S.A.S. E.S.P. (XM S.A. E.S.P., 2021c)

Lo anterior, demuestra la alta dependencia por la generación hidroeléctrica, la cual, representa el 67,8 % de la matriz energética de Colombia, sin embargo, esta alta dependencia simboliza un riesgo periódico de escasez y altos precios de energía, tal y como se presentó en la crisis energética

generada por el fenómeno del niño en los años 1992 y 1993 o más recientemente, en los precios experimentados en 2009, 2010, 2013 y 2014 (UPME, 2015). Ante esto, surge la necesidad de diversificar la matriz de generación del país a través de la inclusión de las fuentes de energía renovable no convencional (FERNC), como lo son las fuentes solar y eólica, que actualmente representan únicamente el 0,9% de la matriz nacional.

Ante esto, el gobierno colombiano emitió la Ley 1715 de 2014, la cual tiene como objetivo promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable (Congreso de la República de Colombia, 2014). Sin embargo, dichas políticas no han tenido el efecto esperado y con el paso de los años desde dicha expedición, la capacidad instalada en fuentes renovables, excluyendo la hidroeléctrica, no han aumentado considerablemente.

1.3. Planteamiento del problema

Colombia es un país privilegiado por su localización geográfica, la cual le permite instalar diferentes tipos de energías renovables convencionales y no convencionales, de hecho, Colombia se ubica como el sexto país del mundo con el mayor recurso hídrico renovable con 2.360 km³ de agua al año. De igual forma, en casi todo el territorio nacional, pero con una notoriedad significativa en el norte del país, Colombia goza de un nivel de radiación solar que es un 60% más alto y una velocidad del viento que es dos veces más rápida que el promedio mundial (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Según la Unidad de Planeación Minero-energética (UPME), el país cuenta con un potencial hidroenergético de 56,2 GW instalables en centrales a filo de agua (UPME et al., 2015), el cual permite que la capacidad instalada del país continúe aumentando, principalmente en pequeños aprovechamientos, los cuales tienen un menor impacto ambiental que centrales con mayor capacidad y con embalse.

En cuanto se refiere a la energía solar, la UPME resalta que Colombia cuenta con un buen potencial solar en todo el territorio, con un promedio multianual cercano a 4,5 kWh/m² (UPME, 2014), el cual es más alto que el promedio mundial y posibilita la instalación en casi todo el territorio nacional.

La energía fotovoltaica se posiciona como la principal fuente de energía debido a las políticas de incentivos nacionales y a la maduración de las tecnologías, lo que está llevando a bajos costos de capital en los principales mercados. Con fuertes reducciones de costos durante la última década, la energía solar fotovoltaica es consistentemente más barata que las nuevas plantas de energía alimentadas por carbón o gas (IEA, 2020b). Por otra parte, la energía hidroeléctrica sigue siendo la mayor fuente renovable de electricidad, pero la energía solar es el principal impulsor de crecimiento, estableciendo récords de implementación año tras año (IEA, 2020b).

En cuanto se refiere al ámbito colombiano, esta tendencia mundial aún no se ha visto presente, debido a que la capacidad instalada en fuentes solares aún sigue siendo muy escasa. Ante esto, se hace necesario evaluar la viabilidad de proyectos de fotovoltaicos para diferentes potencias

instaladas en Colombia, comparándola con la fuente principal de generación de la región que son las centrales hidroeléctricas, lo cual, permitirá definir para qué potencias instaladas resulta más favorable la instalación de una tecnología u otra, considerando factores económicos y regulatorios.

1.4. Conclusiones del capítulo

La capacidad instalada en fuentes de energía renovable ha presentado un crecimiento importante en los últimos años y la energía solar se ha posicionado como la más instalada en nuevos proyectos de generación a nivel mundial. Por su parte, en los países latinoamericanos se desarrolla un proceso más lento de instalación de nuevas fuentes de energía renovable no convencional y Colombia a pesar de su alto potencial y de la creación de incentivos por parte del gobierno nacional, no ha presentado un aumento considerable en la instalación de fuentes no convencionales.

No obstante, se espera que esta capacidad instalada aumente considerablemente en los próximos años debido a la reducción de costos y a la maduración de las energías no convencionales. Ante esto, se desarrolla el planteamiento del problema, donde se expone que, a partir del panorama energético de Colombia se hace necesario evaluar financieramente las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica, con la finalidad de determinar cuál de ellas es más favorable según diferentes rangos de potencia instalada.

En el siguiente capítulo, se presenta el marco teórico de la propuesta, donde se expone un panorama mundial y nacional de la instalación de las tecnologías solar e hidroeléctrica y la regulación que aplica a este tipo de tecnologías en Colombia.

Capítulo 2. Marco teórico

En este capítulo se presenta una breve definición de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica, acompañándose de la capacidad instalada a nivel mundial y local y finalmente, del potencial de instalación en Colombia. Adicionalmente, se exponen algunos principios de la evaluación financiera de proyectos, destacando las variables de decisión y presentando al LCOE como la principal métrica de comparación de tecnologías de generación de energía.

2.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica convierte directamente la radiación solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores sensibles a la luz denominados celdas solares o celdas fotovoltaicas y son los encargados de convertir la energía luminosa en energía eléctrica.

Actualmente, la energía solar se encuentra liderando la transición energética y se ha convertido en “el nuevo rey” del suministro de electricidad (IEA, 2020b). El año 2020 terminó con una fuerte demanda en Europa, Estados Unidos y los mercados emergentes del mundo; sin incluir a China, el mercado mundial para la energía solar fotovoltaica creció alrededor del 44% en 2019. El total mundial de 760 GW, que incluye la capacidad instalada dentro y fuera de la red, se compara con un total de menos de 39 GW, solo diez años antes (REN21, 2021).

La demanda de energía solar fotovoltaica se está extendiendo y ampliando a medida que se convierte en la opción más competitiva para la generación de electricidad en un número cada vez mayor de lugares, para aplicaciones residenciales y comerciales, y cada vez más para proyectos de gran tamaño (utility scale), incluso sin considerar los costos externos de los combustibles fósiles (REN21, 2020). A continuación, en la [Figura 2-1](#) se presenta el comportamiento de la energía fotovoltaica en el periodo 2010-2020.

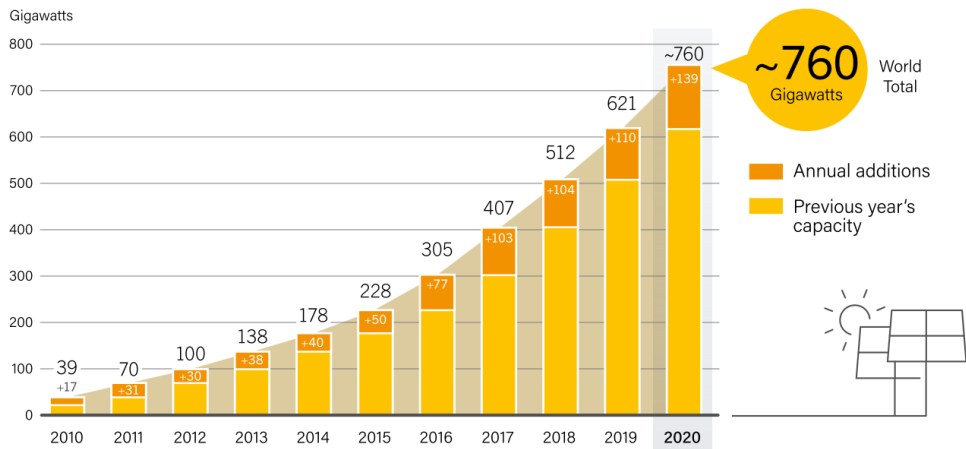


Figura 2-1 Crecimiento de la energía solar en el periodo 2010 – 2020

Fuente: (REN21, 2020)

Un importante motor para la mejora de la competitividad de la energía solar ha sido la tendencia a la baja de los costos de los módulos fotovoltaicos. Entre diciembre de 2010 y diciembre de 2020, los precios de los módulos de silicio cristalino disminuyeron entre un 89% y 95% para módulos vendidos en Europa (IRENA, 2021b).

2.2. Potencial de generación fotovoltaica en Colombia

Como se dijo anteriormente, Colombia cuenta con un potencial promedio diario multianual de 4,5 kWh/m² (UPME, 2014). Dicho valor de radiación promedio del país, supera el promedio mundial de 3,9kWh/m².

Para el año 2000, la capacidad de generación en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) representaba únicamente el 0,03% del total, y prácticamente no existía capacidad de generación solar (Ministerio de Minas y Energía, 2021), en cambio, para el año 2020, las fuentes solares y eólicas representaron en conjunto cerca del 10% de la capacidad de generación eléctrica instalada en la región (3,07% y 6,5%, respectivamente). Para 2022, más del 12% de su capacidad instalada de generación eléctrica vendrá de fuentes renovables no convencionales, comparado con menos del 1% en 2018 (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

2.3. Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es aquella en la que la energía potencial del agua se transforma en la energía necesaria para mover el rotor de una turbina, y posteriormente transformarse en energía eléctrica.

El mercado mundial de energía hidroeléctrica se contrajo en 2018, continuando con la tendencia de desaceleración de años anteriores. La nueva capacidad instalada se estimó en 20 GW, elevando su capacidad total a unos 1.170 GW a nivel mundial. La clasificación de países en cuanto a su capacidad total se mantiene, teniendo a países como China, Brasil, Canadá, Estados Unidos, Rusia, India, Noruega, Turquía, Japón y Francia, quienes en conjunto suman más de dos tercios de la capacidad mundial instalada (REN21, 2021).

La energía hidroeléctrica es madura, fiable y es la tecnología renovable más utilizada a nivel mundial. Adicionalmente, representa una fuente de bajo costo y en caso de presentar un embalse, significa una fuente de flexibilidad y de confiabilidad.

2.4. Potencial de generación hidroeléctrica en Colombia

Según el Atlas de potencial Hidroenergético de Colombia, el país cuenta con un potencial hidroenergético de 56,2 GW instalable en centrales a filo de agua, de las cuales el 8,8% corresponden a pequeñas centrales hidroeléctricas (menores a 20 MW), 14,4% corresponden a proyectos

hidroeléctricos con potencias instaladas entre 20 y 40 MW y el 76,8% corresponden a proyectos con potencias instaladas mayores a 40 MW (UPME et al., 2015).

Actualmente la matriz de Colombia se encuentra compuesta en su mayoría, por generación hidráulica (alrededor de un 68%), de los cuales 11.043 MW corresponden a plantas despachadas centralmente (92%) y 901,79 MW corresponden a las plantas no despachadas centralmente (8%), para un total de 11.944,79 MW instalados en este tipo de generación (XM S.A. E.S.P., 2021c).

2.5. Mercado colombiano

El Mercado de Energía Mayorista (MEM), considera el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el que los agentes del mercado compran y venden energía en el mercado de largo plazo (mercado de contratos) o en el mercado de corto plazo (bolsa de energía) (XM S.A. E.S.P., 2017b).

En el mercado de largo plazo, comercializadores y generadores registran sus contratos de compra-venta de energía ante el Administrador de Intercambios Comerciales (ASIC), para que éste determine sus transacciones en el mercado de corto plazo (bolsa de energía), las cuales se calculan como la diferencia entre las obligaciones del agente (se demanda comercial y/o sus ventas en contratos de largo plazo) y la energía con la que cuenta el agente para respaldar sus obligaciones (compras en contratos de largo plazo y/o su generación propia) (XM S.A. E.S.P., 2017b).

Con respecto al mercado de corto plazo o bolsa de energía, en ella se transa la energía al mayor precio de oferta de las unidades generadoras correspondientes al despacho central. Este precio es único para todo el sistema y varía en cada periodo horario (XM S.A. E.S.P., 2017b).

2.6. Evaluación Financiera de Proyectos

Para determinar la rentabilidad de un proyecto existen diferentes metodologías las cuales se pueden clasificar en seis grupos, las basadas en informes contables (métodos de balance), los basados en indicadores, los mixtos, los de descuento de flujos futuros, los de creación de valor y los de valoración de opciones reales (razones).

La metodología a utilizar en el presente trabajo será la del flujo de caja descontado, el cual es uno de los métodos más usados en la actualidad y se considera el método más aceptado, debido a que representa adecuadamente la creación de valor a través de la explotación de un activo a lo largo del tiempo (Londoño, 2019). Adicionalmente, dicha metodología busca determinar el valor de la empresa a través de la estimación de los flujos de dinero (cash flows) que generará en el futuro, para luego descontarlos con una rentabilidad exigida apropiada según el riesgo de dichos flujos (Fernández, 2008). Para aplicar el método es necesario determinar una tasa de descuento adecuada y su selección debe considerar el riesgo, las volatilidades históricas, las características del sector y del mercado (Damodaran, 2012; Restrepo et al., 2017).

El flujo de caja libre es el flujo de fondos operativos, es decir, los fondos generados por las operaciones, sin considerar la deuda financiera, después de impuestos. Es el dinero que quedaría disponible en la empresa después de haber cubierto las necesidades de reinversión en activos fijos y en necesidades operativas de fondos, suponiendo que no existe deuda y que, por tanto, no hay cargas financieras (Fernández, 2008). En la [Figura 2-2](#) se presenta la metodología para el cálculo del flujo de caja libre.

Ingresos
- Costo de ventas
-Gastos de administración y ventas
Utilidades Antes de Intereses e Impuestos
-Intereses
Utilidades Antes de Impuestos
-Impuestos
Utilidad Neta
+Depreciaciones y Amortizaciones
-Inversión en el proyecto
-Capital de trabajo neto
FCL

[Figura 2-2 Estimación del Flujo de Caja Libre](#)
Elaboración propia a partir de (Fernández, 2008).

No obstante, el flujo de caja libre solo constituye una parte de la evaluación financiera, pues para tomar una decisión acertada con respecto a la inversión en un proyecto, es necesario definir criterios de decisión de inversión enfocados a la rentabilidad, es decir, cuanta cantidad se obtiene como ganancia sobre el capital que se invirtió. Para ello, es indispensable analizar el Valor Presente Neto (VPN), el cual refleja el valor presente de los flujos de caja previstos en un proyecto. Invertir en proyectos con VPN positivo aumentará el valor de la empresa, mientras que la inversión en proyecto con VPN negativo reducirá el valor (Damodaran, 2012).

Adicionalmente, el valor de una firma se obtiene al descontar los flujos esperados de la misma al Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC), que es el costo de los diferentes componentes de la financiación utilizados por la empresa, ponderados por sus proporciones de valor de mercado (Damodaran, 2012). A continuación, se presenta la Ecuación 1 para determinar el valor del proyecto:

$$Valor\ del\ proyecto = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{Flujos\ futuros}{(1 + WACC)^t} \quad 1$$

Donde:

Flujos futuros: Flujo de caja proyectado en el periodo t .

WACC: Costo promedio ponderado del capital.

Debido a que una empresa puede obtener dinero a partir de equity o de la deuda, el costo del capital se define como la media ponderada de cada uno de estos costos. Por su parte, el costo del equity (k_e) refleja el riesgo de la inversión de los fondos propios y el costo de la deuda (k_d) es una función del riesgo de la deuda. Las ponderaciones de estos componentes deben reflejar sus proporciones de valor en el mercado, debido a que son las que representan la manera como se financia la empresa. Se presenta a continuación, la Ecuación 2 que permite determinar el WACC:

$$WACC = \frac{E}{E + D}K_e + \frac{D}{E + D}K_d(1 - t) \quad 2$$

Donde:

E : Equity.

D : Deuda.

K_e : Costo del Equity.

K_d : Costo de la deuda.

t : Tasa impositiva.

Para definir la rentabilidad exigida por los accionistas (K_e), se utiliza comúnmente la metodología de equilibrio de activos financieros – CAPM (Capital Asset Pricing Model), la cual es presentada a continuación en la Ecuación 3:

$$K_e = R_f + (R_m - R_f)\beta + R_p \quad 3$$

Donde:

R_f : Tasa libre de riesgo, correspondiente a los bonos del Tesoro Norteamericano a diez años con tasa spot.

R_m : Rentabilidad media del mercado.

β : Riesgo operacional del sector; como referencia se toma el valor del beta desapalancado reportado por Damodaran (2006) correspondiente al sector de energía, al que se le aplica corrección por caja, endeudamiento y tamaño de la compañía.

R_p : Tasa de riesgo país.

Por su parte, el costo de la deuda es lo que la empresa paga a los acreedores por la utilización de su dinero. Las deudas o préstamos pueden ser de corto, mediano o largo plazo y surgen de fuentes tales como proveedores, préstamos bancarios, emisión de bonos, entre otros (Gómez & Diez, 2015).

Los criterios para la evaluación financiera enfocados en la rentabilidad son el VPN, que mide la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión, adicionalmente, se adopta un criterio fundamental para la toma de decisiones en el contexto financiero, dado que dicho criterio obedece al objetivo de maximizar las utilidades del proyecto; el otro método es la Tasa Interna de Retorno (TIR), que está definida como la tasa de interés que hace el VPN igual a cero. Este criterio es calculado a partir de un flujo de caja periódico, trayendo todas las cantidades futuras (flujos negativos y positivos) al momento cero, es decir, al momento en el que se realiza la evaluación (Gómez & Diez, 2015).

2.7. Costo Nivelado de la Energía (LCOE)

Es complicado comparar las distintas tecnologías de generación de energía, debido a las grandes diferencias y complejidades de los costos de instalación, costos de operación, el financiamiento y la generación. Ante esto aparece el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), el cual es una de las métricas más aceptadas para analizar la rentabilidad de sistemas energéticos porque abarca diferentes factores y permite comparar los proyectos con las tarifas de electricidad (Shea & Ramgolam, 2019).

De esta manera, el LCOE indica el costo unitario de la electricidad durante toda la vida útil del proyecto y es utilizado ampliamente para medir la viabilidad y competitividad en comparación con otras tecnologías. De manera general, este se calcula dividiendo los costos del ciclo de vida del sistema por la producción de energía durante la vida útil del mismo (Shen et al., 2020). A continuación, se presenta la Ecuación 4 que permite calcular el LCOE:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (C_t + O_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_0 / (1+r)^t} \quad 4$$

Donde:

C_t : CAPEX.

O_t : OPEX.

E_0 : Energía generada.

r : Tasa nominal de descuento.

T : Vida útil del proyecto.

2.8. Conclusiones del capítulo

Colombia cuenta con un gran potencial para la instalación de energía solar, por lo cual, se espera que esta tecnología sea la que predomine en los próximos años, tal y como se ha presentado en las principales economías del mundo. No obstante, el país aún cuenta con un importante potencial de generación hidroeléctrica, por lo cual, se deberá analizar cuál de ellas será más favorable según el rango de potencia instalada. Se resalta que ante los cambios regulatorios del país se han eliminado las barreras de entrada de las principales energías renovables no convencionales, permitiendo que estas puedan competir directamente con la generación tradicional, la cual, es principalmente hidroeléctrica.

En el siguiente capítulo se presenta la revisión de la literatura, la cual ha sido enfocada en la comparación financiera de diferentes tecnologías de generación en el mundo.

Capítulo 3. Revisión de la literatura

En este capítulo se presenta la revisión de la literatura, donde se tuvo como referencia diferentes bases de datos, tales como Scopus, Science Direct e IEEE Xplore, permitiendo la identificación de los principales avances en materia de comparación de tecnologías de generación para distintas potencias instaladas hasta el mes de diciembre de 2021.

3.1. Scopus

3.1.1. Ecuación de búsqueda

Se presenta a continuación, la ecuación de búsqueda utilizada para realizar la revisión de la literatura en SCOPUS:

```
TITLE-ABS-KEY ( lcoe OR vpn ) AND ( cost OR capex ) AND ( utility AND scale OR bulk ) AND ( hydro* OR solar OR pv OR photovoltaic ) AND ( capacity OR power ) AND ( compar* ) AND ( economic OR financial ) AND ( EXCLUDE ( SUBJAREA , "SOCI" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "CENG" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "CHEM" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "PHYS" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "AGRI" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "EART" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "MEDI" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "BIOC" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "IMMU" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "PSYC" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "ARTS" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "NEUR" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "PHAR" ) ) AND ( LIMIT-TO ( PUBYEAR , 2021 ) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR , 2020 ) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR , 2019 ) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR , 2018 ) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR , 2017 ) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR , 2016 ) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR , 2015 ) OR EXCLUDE ( PUBYEAR , 2016 ) OR EXCLUDE ( PUBYEAR , 2015 ) ).
```

En ella resaltan las siguientes palabras clave:

- LCOE o VPN
- Cost o CAPEX
- Utility scale or bulk
- Hydro*, solar, PV o photovoltaic
- Capacity o Power
- Compar*
- Economic or financial

Adicionalmente, se excluyeron las siguientes áreas del conocimiento:

- Ciencias sociales
- Ingeniería química
- Química
- Física y astronomía
- Agricultura y ciencias biológicas
- Ciencias de la tierra

- Medicina
- Bioquímica, genética y biología molecular
- Inmunología y microbiología
- Psicología
- Artes y humanidades
- Neurociencia
- Farmacología, toxicología y farmacéutica.

De la misma forma, la búsqueda se limitó a los trabajos publicados entre 2015 y 2021. Lo anterior, debido a que la tecnología fotovoltaica ha tenido cambios importantes en los últimos años.

3.1.2. Resultados de la búsqueda

El análisis realizado arrojó 199 artículo con referencia a las palabras claves, la exclusión de áreas del conocimiento y la condición de haber sido publicado desde 2015 en adelante. Posteriormente, se procedió a realizar un filtro de artículos por la relación de su título con el tema de interés. De esta manera, se excluyeron alrededor de 144 trabajos que no se encontraban relacionados con la comparación de tecnologías de generación. Seguidamente, se procedió a revisar los 55 artículos resultantes y aplicando nuevamente el criterio de exclusión de estar relacionado con la temática de comparación de fuentes de energías, se obtuvo como resultado la recopilación de nueve artículos.

En la Tabla 3-1, se reportan las revistas en las cuales se publicaron al menos un artículo de interés para la publicación:

Tabla 3-1 Revistas seleccionadas - SCOPUS

Revista	Artículos
Renewable Energy	3
Renewable and Sustainable Energy Reviews	2
Journal of Cleaner Production	2
2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America 2019	1
Proceedings of the 2020 International Conference and Utility Exhibition on Energy, Environment and Climate Change, ICUE 2020	1
Energy Strategy Reviews	1

A continuación, en la Tabla 3-2 se presentan los artículos resultantes de la revisión de la literatura en las bases de datos de SCOPUS:

Tabla 3-2 Revisión de la literatura - SCOPUS

Investigación	Título	Objetivo	Tecnologías comparadas	Método de comparación	Revista
(Clauser & Ewert, 2018)	The renewables cost challenge: Levelized cost of geothermal electric energy compared to other sources of primary energy – Review and case study	Comparar el LCOE de la energía geotérmica con respecto a otras fuentes de energías.	Geotérmica, biomasa, hidroeléctrica, solar fotovoltaica, termo solar concentrada y eólica (onshore y offshore).	LCOE	Renewable and Sustainable Energy Reviews
(Ram et al., 2018)	A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030	Internalizar algunos costos externos y de emisiones de GEI en varias tecnologías de generación y almacenamiento en todos los países del G20.	eólica (onshore y offshore), solar fotovoltaica (rooftop y utility), baterías (rooftop y utility), carbón, gas y nuclear.	LCOE	Journal of Cleaner Production
(Meza et al., 2019)	Toward a 100% renewable island: A case study of Ometepe's energy mix	Aportar datos técnicos para reorganizar la planificación energética de la isla de Ometepe.	eólica, solar fotovoltaica, hidroeléctrica, geotérmica.	LCOE	Renewable Energy
(Shea & Ramgolam, 2019)	Applied levelized cost of electricity for energy technologies in a small island developing state: A case study in Mauritius	Identificar el potencial de recursos renovables locales en Mauricio y los costos específicos de la isla para determinar el LCOE.	Mareomotriz, eólica (onshore y offshore), solar fotovoltaica (generación distribuida, utility-fija, utility-tracking), waste to energy, biomasa, bagazo, carbón y petróleo.	LCOE	Renewable Energy
(Holguín et al., 2019)	Sustainable and Renewable Business Model to Achieve 100% Rural Electrification in Perú by 2021	Proponer un nuevo modelo empresarial renovable y sostenible que tiene como objetivo la electrificación rural de los consumidores finales en el Perú.	Hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y biomasa.	LCOE	2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America 2019

Investigación	Título	Objetivo	Tecnologías comparadas	Método de comparación	Revista
(G. Timilsina & Shah, 2020)	Are Renewable Energy Technologies Competitive?	Ilustrar los costos nivelados de la generación de electricidad con los valores de LCOE estimados por diversas fuentes.	Solar fotovoltaica, termo solar, eólica (onshore y offshore), gas, geotérmica, hidroeléctrica, carbón, nuclear y biomasa.	LCOE	Proceedings of the 2020 International Conference and Utility Exhibition on Energy, Environment and Climate Change, ICUE 2020
(Shen et al., 2020)	A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity	Revisar el LCOE de la generación renovable considerando aspectos considerando aspectos como la mejora de los métodos tradicionales para evaluar y reducir el LCOE de la VRE.	Solar fotovoltaica, eólica (onshore y offshore), solar térmica, hidroeléctrica, geotérmica, mareomotriz y biomasa.	LCOE	Renewable and Sustainable Energy Reviews
(Yao et al., 2021)	Untangling global levelised cost of electricity based on multi-factor learning curve for renewable energy: Wind, solar, geothermal, hydropower and bioenergy	Desentrañar el mecanismo que impulsa la evolución del LCOE de las energías renovable a nivel mundial para siete tecnologías renovables.	eólica (onshore y offshore), solar fotovoltaica, solar térmica concentrada, geotérmica, bioenergía e hidroeléctrica.	LCOE	Journal of Cleaner Production
(Xiao et al., 2021)	Plummeting costs of renewables - Are energy scenarios lagging?	Comparar sistemáticamente los supuestos costos de la energía eólica y solar en los estudios de escenarios energéticos mundiales, regionales y nacionales con los costos observados en la realidad.	Solar fotovoltaica, eólica (onshore y offshore), solar térmica concentrada.	LCOE	Energy Strategy Reviews

Investigación	Título	Objetivo	Tecnologías comparadas	Método de comparación	Revista
(G. R. Timilsina, 2021)	Are renewable energy technologies cost competitive for electricity generation?	Ilustrar la influencia de diferentes factores en los costos de la electricidad para diferentes tecnologías.	Solar fotovoltaica, solar termica concentrada, eolica (onshore y offshore), termica (gas CC y GT), geotermica, hidroeléctrica, carbón, nuclear y biomasa	LCOE	Renewable Energy

El análisis realizado permitió identificar que se han realizado estudios comparativos económicos o financieros con el objetivo de determinar cuál tecnología es más eficiente en una determinada región. Adicionalmente, se han realizado estudios que han permitido determinar el LCOE para diferentes tecnologías de carácter renovable o no renovable para diferentes lugares del mundo y bajo unas condiciones preestablecidas. Se destaca que la principal métrica de comparación es el LCOE.

3.2. Otras fuentes bibliográficas

Adicionalmente se consultaron otras fuentes bibliográficas como Science Direct e IEEE Xplore, donde se encontraron trabajos relacionados con la comparación de tecnologías de generación. Para este caso, la búsqueda se definió con las siguientes palabras claves:

- LCOE
- Utility Scale
- Energy Renewable
- Cost of capital

En la [Tabla 3-3](#) se reportan las publicaciones seriadas en las cuales se publicaron al menos un artículo de interés para la publicación:

Tabla 3-3 Revistas seleccionadas - Otras Fuentes Bibliográficas

Revista	Artículos
Renewable and Sustainable Energy Reviews	1
Applied Energy	1
Energy Reports	1
Sustainability Science	1
Utilities Policy	1
Energy	1
Energy Policy	2

Adicionalmente, en la [Tabla 3-4](#) se presentan los ocho artículos resultantes de la revisión de la literatura en otras bases de datos bibliográficas:

Tabla 3-4 Revisión de la literatura – Otras Fuentes Bibliográficas

Investigación	Título	Objetivo	Tecnologías comparadas	Método de comparación	Revista
(Tran & Smith, 2017)	Evaluation of renewable energy technologies and their potential for technical integration and cost-effective use within the U.S. energy sector	Examinar el papel de las energías renovables en Estados Unidos y su potencia para satisfacer las necesidades energéticas actuales	Hidroelectricidad, bioenergía, mares, geotérmica, fotovoltaica, eólica	LCOE	Renewable and Sustainable Energy Reviews
(Tran & Smith, 2018)	Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies	Examinar los recursos energéticos tradicionales y renovables bajo la incertidumbre y la variabilidad de diferentes variables de entrada.	Carbón, gas natural, nuclear, hidroelectricidad, eólica, biomasa, solar, petróleo, geotérmica.	LCOE	Applied Energy
(Timmerberg et al., 2019)	Renewable electricity targets in selected MENA countries – Assessment of available resources, generation costs and GHG emissions	Investigar el impacto sobre los recursos, el costo de generación y las emisiones de GEI en países de Oriente Medio y Norte de África.	Fotovoltaica y eólica	LCOE	Energy Reports
(Matsuo & Komiyama, 2021)	System LCOE of variable renewable energies: a case study of Japan’s decarbonized power sector in 2050	Analizar un sistema eléctrico descarbonizado en Japón en 2050	Hidroelectricidad, fotovoltaica, eólica (offshore-onshore), nuclear, térmica.	LCOE	Sustainability Science

Investigación	Título	Objetivo	Tecnologías comparadas	Método de comparación	Revista
(Nguyen et al., 2019)	The development and cost of renewable energy resources in Vietnam	Revisar los estudios sobre LCOE de varios recursos energéticos y compararlos con los costos de las energías renovables en Vietnam.	Biomasa, geotérmica, hidroelectricidad, fotovoltaica, eólica (onshore-offshore).	LCOE	Utilities Policy
(Reichenberg et al., 2018)	The marginal system LCOE of variable renewables – Evaluating high penetration levels of wind and solar in Europe	Evaluar el LCOE para diferentes tecnologías en Europa.	Gas natural, carbón, biogás, nuclear, eólica, fotovoltaica, hidroelectricidad.	LCOE	Energy
(Tu et al., 2019)	The profitability of onshore wind and solar PV power projects in China - A comparative study	Estimar el LCOE para inversiones energía eólica terrestre y solar fotovoltaica	eólica y fotovoltaica	LCOE	Energy Policy
(Lanshina et al., 2018)	The slow expansion of renewable energy in Russia: Competitiveness and regulation issues	Estudiar la competitividad entre la energía solar y eólica frente a las fuentes de generación convencional.	Gas, carbón, Diesel, fotovoltaica, eólica.	LCOE	Energy Policy

3.3. Conclusiones del capítulo

La revisión de la literatura permitió identificar que se han realizado estudios comparativos financieros con el objetivo de determinar cuál tecnología es más eficiente según determinadas características como la localización, financiación, regulación, entre otras. De la misma manera, esta revisión permitió identificar que el LCOE es la métrica de comparación de tecnologías energéticas más utilizada y es en su mayoría aprobada por la comunidad académica mundial.

En el siguiente capítulo se presentan los objetivos de este Trabajo Final de maestría.

Capítulo 4. Objetivos y metodología

4.1. Objetivos

4.1.1. Objetivo general

Comparar las tecnologías fotovoltaica e hidráulica según varios tamaños de planta para condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano.

4.1.2. Objetivos específicos

Identificar la regulación actual del mercado eléctrico colombiano que aplica a las plantas de generación fotovoltaica y a las plantas hidráulicas, para potencias instaladas mayores a 1 MW.

Determinar los costos de inversión, operación y de ley que aplican a los proyectos fotovoltaicos y a las centrales hidroeléctricas, y los ingresos asociados de la venta de energía en el mercado colombiano.

Evaluar proyectos fotovoltaicos e hidroeléctricos para varios tamaños de planta en condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano.

4.2. Metodología

Para comparar las tecnologías fotovoltaica e hidráulica según varios tamaños de planta para las condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano, inicialmente, se hizo necesario identificar las condiciones actuales que rigen el mercado de energía mayorista en Colombia para ambas tecnologías desde el punto de vista de un generador. Dicha identificación, da cumplimiento al primer objetivo específico y se realizó a partir del análisis de leyes, decretos, resoluciones emitidas por el Ministerio de Energías y Minas, la Comisión de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), entre otros.

Posteriormente, se presenta el funcionamiento de la tecnología solar y de la tecnología hidráulica y sus principales componentes. A partir de esto, se realizó una revisión de la literatura, que permitió desarrollar el segundo objetivo específico, identificando cuáles son los costos de inversión, operación y de ley, que aplican a los proyectos fotovoltaicos y a las centrales hidroeléctricas para diferentes tamaños de planta en Colombia. De esta manera, los costos de inversión y de operación fueron tomados de los reportes elaborados por diferentes agencias internacionales reconocidas mundialmente en el sector energético y las cuales presentan anualmente costos actualizados asociados a las diferentes tecnologías de generación. Por su parte, para estimar los costos de ley en los que incurren los generadores fotovoltaicos e hidroeléctricos en Colombia, se consultaron diferentes regulaciones, informes o comunicaciones, emitidas por la CREG, el Congreso de la

Republica de Colombia, el Ministerio de Minas y Energía o XM S.A.S. E.S.P., las cuales permitieron delimitar según el tipo de tecnología y la capacidad instalada los costos que le corresponde a cada planta que fue evaluada financieramente.

Adicionalmente, los ingresos de las plantas fueron estimados a partir de la información reportada por el operador del sistema eléctrico colombiano (XM S.A.S. E.S.P), con la finalidad de considerar la venta de energía en contratos, y tener un precio de venta del kilovatio hora, que se ajuste a las condiciones típicas del mercado colombiano. De igual forma, se consultó la información publicada por XM, relacionada con la energía firme, de manera que fue posible asignarle a cada tipo de planta que se evaluó, una energía firme según sus condiciones de potencia y de disponibilidad.

Seguidamente, se evaluaron los proyectos hidroeléctricos y fotovoltaicos a partir de su viabilidad con respecto a su potencia instalada con la finalidad de dar cumplimiento al tercer objetivo específico. Para ello, fue usado el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), una métrica que es utilizada para expresar el costo total por unidad de generación, permitiendo evaluar la viabilidad económica de una tecnología de generación de electricidad (Timmons et al., 2019). Este método calcula los costos de generación de electricidad durante toda la vida útil del proyecto, incluyendo los ingresos y egresos que pueden ocurrir en el futuro (Tu et al., 2019). Normalmente, el LCOE se determina cuando el valor presente neto de los ingresos del proyecto (descontados a una tasa), es equivalente a los egresos totales descontados para toda la vida útil del proyecto, es decir, cuando el valor presente neto se hace igual a cero.

Para ello, se elaboró un modelo financiero basado en la metodología de flujo descontado y expuesta en el Capítulo 2. Mediante dicho modelo, se analizaron cuatro (4) casos por tecnología, estableciendo un rango de potencias que considera las plantas existentes en el sistema colombiano. Adicionalmente, el modelo fue configurado según las características propias de cada una de las cuatro potencias instaladas, considerando las condiciones del mercado eléctrico colombiano y las capacidades técnicas de cada una de las plantas a analizar. Se resalta que con el modelo se buscó representar las condiciones medias para cada uno de los rangos analizados.

A partir de esto, se obtuvieron como resultados las variables de VPN, TIR y LCOE, las cuales fueron el punto de partida para elaborar la comparación de cada una de las tecnologías y capacidades analizadas. Posteriormente, se hizo un análisis de sensibilidad, en el cual se seleccionaron las variables que presentan una mayor influencia en los resultados de las tres variables de decisión anteriormente mencionadas y se analizó la respuesta de ellas ante dicha sensibilidad.

Por último, se compararon los resultados obtenidos y se analizó el comportamiento de cada planta por potencia específica con respecto a su similar, pero de tecnología contraria. Allí, se evaluaron los flujos de caja resultantes, los flujos de ingresos y de egresos y el comportamiento de las variables de decisión, permitiendo de esta manera, dar cumplimiento al objetivo general.

En el siguiente capítulo se presenta la reglamentación del sector eléctrico colombiano para las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas. Adicionalmente, se presentan los parámetros de entrada de la evaluación financiera.

Capítulo 5. Reglamentación para el sector de generación y parámetros de la evaluación financiera

5.1. Reglamentación para las plantas fotovoltaicas e hidroeléctricas en Colombia

En el desarrollo de este capítulo se presenta la regulación asociada a la operación de las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas dentro del mercado colombiano. Adicionalmente, se presentan los parámetros de entrada del modelo financiero de cada una de las plantas que se analizarán posteriormente.

5.1.1. Tipo de despacho

La producción de la energía eléctrica puede desarrollarse por cualquier agente económico registrado ante el Mercado de electricidad Mayorista para tal fin, entre los cuales se distinguen generadores con capacidad efectiva mayor a 20 MW, generadores con capacidad efectiva menor a 20 MW, Autogeneradores y Cogeneradores. Esta energía puede ser transada en la bolsa o mediante contratos de largo plazo con otros generadores o comercializadores, de acuerdo con lo dispuesto en las resoluciones CREG 024 de 1995 y 157 de 2011 (CREG, 1995, 2011).

A continuación, se definen los tipos de plantas de generación:

- Plantas menores: Son aquellas plantas con capacidad efectiva menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado (CREG, 1996c).
- Plantas de despacho central: Son las plantas con capacidad efectiva mayor a 20 MW (CREG, 1996c).
- Plantas de Autogeneración: Son plantas que producen electricidad exclusivamente para atender las necesidades de su propietario. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al obtener respaldo del SIN, y puede o no ser propietario del sistema de generación (CREG, 1996a, 2018).
- Plantas de Cogeneración: Son plantas que tienen un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos comerciales o industriales (CREG, 1996b).

Si bien en principio no existe discriminación en cuanto a la fuente de generación y todos los agentes pueden participar en igualdad de condiciones, la regulación ha sido desarrollada en un contexto donde han predominado las fuentes hídricas y térmicas convencionales. No obstante, con la entrada de las FNCER y de la CREG 030 de 2018, se han establecido diferentes mecanismos para la comercialización de energía de las fuentes renovables.

De esta manera, se profundizará en la regulación relacionada con las plantas menores y de despacho central, debido a que son las que representan la mayor cantidad de generación a gran escala en Colombia y por lo tanto, serán el objeto de estudio del presente trabajo.

5.1.1.1. Plantas no despachadas centralmente

Las plantas no despachadas centralmente o plantas menores son aquellas que cuentan con una capacidad efectiva menor a 20 MW y que son operadas por empresas generadoras, productores, marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros. La resolución CREG 086 de 1996 (CREG, 1996c) definió la reglamentación de la actividad de las plantas menores que se encuentran conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Posteriormente, el artículo 3 de dicha resolución fue modificado por las resoluciones 039 de 2001, 024 de 2015 y 096 de 2019 (CREG, 2001, 2015, 2019) y este es presentado a continuación:

“Artículo 3. Opciones de las plantas menores de 20 MW y generador distribuido. Las personas naturales o jurídicas propietarias u operadores de plantas menores de 20 MW tienen las siguientes opciones para comercializar la energía que generan dichas plantas:

1. Plantas con capacidad efectiva menor de 1 MW y generador distribuido.

Estas plantas no tendrán acceso al despacho central y la energía generada por dichas plantas puede ser comercializada, teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

1.1. La energía generada por un generador distribuido, el cual se encuentra definido en la Resolución CREG 030 de 2018 o por la cual se ajuste, modifique o sustituya, puede ser vendida a un comercializador que atiende el mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el precio en la bolsa de energía en cada una de las horas correspondientes, menos el FAZNI vigente para el mes de consumo.

1.2 La energía generada por una planta con capacidad menor a 1 MW y generador distribuido puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende el mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso, y como está previsto en la Resolución CREG 020 de 1996 o la que ajuste, modifique o sustituya, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.

1.3 La energía generada por una planta con capacidad menor a 1 MW y generador distribuido, puede ser vendida a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

2. Plantas con capacidad efectiva mayor o igual a 1 MW y menor de 20 MW

Estas plantas podrán optar por acceder al despacho central y en el caso de tomar esa opción, deberán cumplir con la reglamentación vigente de las plantas despachadas centralmente.

En el caso de que estas plantas no se sometan al despacho central, la energía generada por dichas plantas puede ser comercializada, así:

2.1 La energía generada puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG 020 de 1996 o la que la ajuste, modifique o sustituya, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.

2.2. La energía generada puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.” (CREG, 2019).

5.1.1.2. Plantas despachadas centralmente

Son las plantas con capacidad efectiva mayor a 20 MW (CREG, 1996c). El despacho central es el proceso de planeación, programación, supervisión y control de operación integrada del SIN, a cargo del CND, que se realiza siguiendo los criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del CNO.

5.1.2. Ingresos

En el esquema actual de mercado los generadores pueden obtener ingresos por su actividad por tres conceptos: transacciones en el mercado mayorista de energía (bolsa y contratos), Cargo por confiabilidad y servicios complementarios de generación.

El Cargo por Confiabilidad es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento (XM S.A. E.S.P., 2017a). Mediante este cargo se paga un generador por la disponibilidad de activos de generación con las características para garantizar el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una subasta (Acolgen, 2017).

5.1.3. Egresos

A continuación, se presentan los diferentes costos regulatorios que deben ser pagados por los generadores, se resalta que estos costos son los más representativos para el mercado colombiano y a su vez, no son obligatorios para todas las tecnologías de generación y/o capacidad instalada.

- CERE: El Costo equivalente real de energía es calculado mensualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND), es utilizado para valorar la energía de los generadores y

representa un costo fijo en la oferta diaria. Según la resolución CREG 071 de 2006, el CERE es calculado como el costo de las obligaciones de energía firme divididas la energía demandada por el sistema menos el aporte de las plantas menores (CREG, 2006).

- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI): Es un fondo especial de manejo de recursos públicos y privados, utilizado para financiar los planes, programas y proyectos de inversión destinados a la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica que permita la ampliación de la cobertura y satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectadas. Fue creado mediante los artículos 81, 82 y 83 de la Ley 633 de 2000, y posteriormente fue modificado por el artículo 190 de la Ley 1753 de 2015, en donde se estableció que el fondo recibirá los recursos correspondientes a un peso con noventa centavos (\$1,90) por kilovatio hora despachado en la Bolsa de energía (Congreso de la República de Colombia, 2015).
- Transferencias del sector eléctrico: La Ley 99 de 1993 estableció que las empresas generadoras cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios, transfieran el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la CREG (Congreso de la República de Colombia, 1993). En el caso de centrales térmicas la transferencia es del 4%. De la misma forma, el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, estableció que para el caso de la energía producida a partir de fuentes no convencionales a las que se refiere la Ley 1715 de 2014, cuya potencia nominal instalada supere los 10.000 kilovatios, deben cancelar una transferencia equivalente al 1% de las ventas por generación propia de acuerdo con la tarifa que señale la CREG (Congreso de la República de Colombia, 2019).
- Control Automático de Generación (AGC): El Control Automático de Generación opera la frecuencia constante en el Sistema Interconectado Nacional. Este sirve para mantener la frecuencia constante en un sistema de potencia.
- Sistema de Intercambios Comerciales (SIC): Tarifa que remunera los costos y gastos incurridos por el administrador del sistema.
- Centro Nacional de Despacho (CND): Cargo por los servicios de despacho y coordinación prestados por el Centro Nacional de Despacho.
- Arranque y parada: Es el costo que debe ser pagado a los generadores térmicos por cada arranque-parada de cada planta o unidad que representa comercialmente en el Mercado de Energía Mayorista (CREG, 2009).
- CREG y Superintendencia de Servicios Públicos domiciliarios: Tarifa que remunera los costos incurridos por la CREG y la SSPD.
- Impuesto de Industria y Comercio: Es el impuesto que se incurre por la realización de una actividad industrial.

En la [Tabla 5-1](#) se presentan los ingresos y beneficios tributarios asociados a la plantas fotovoltaicas e hidroeléctricas y de la misma forma la [Tabla 5-2](#) se presenta la discriminación de los diferentes costos regulatorios según la capacidad instalada y para los cuatro (4) escenarios que serán evaluados en los siguientes capítulos.

[Tabla 5-1 Ingresos y beneficios regulatorios que aplican a las plantas fotovoltaicas e hidroeléctricas en Colombia](#)

Concepto	Potencia 1MW	Potencia 10 MW	Potencia 100 MW	Potencia 1000 MW
Venta en Contratos	X	X	X	X
Energía Firme	X	X	X	X
Ley 1715 de 2014	X (Hidro-Solar)	X (Solar)	X (Solar)	X (Solar)

[Tabla 5-2 Costos regulatorios que aplican a las plantas fotovoltaicas e hidroeléctricas en Colombia](#)

Concepto	Potencia 1 MW	Potencia 10 MW	Potencia 100 MW	Potencia 1000 MW
CERE			X	X
FAZNI			X	X
Transferencias		X	X	X
AGC			X	X
ASIC	X	X	X	X
CND	X	X	X	X
Arranque y Parada	X	X	X	X
CREG - SSPD	X	X	X	X
ICA	X	X	X	X

5.1.4. Ley 1715 de 2014

La Ley 1715 de 2014 tiene como objeto promover el desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico (Congreso de la República de Colombia, 2014). En ella se establece el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía. Se resalta que los tipos de energías abarcados en esta ley son las denominadas Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), entre las cuales se incluyen la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. A continuación, se presentan los incentivos que se relacionan en la ley.

- Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta: derecho a deducir hasta el 50% del valor de las inversiones.
- Depreciación acelerada: gasto que la ley permite que sea deducible al momento de declarar el impuesto sobre la renta, por una proporción del valor del activo que no puede superar el 20% anual.

- Exclusión de bienes y servicios de IVA: por la compra de bienes y servicios, equipos, maquinaria, elementos y/o servicios nacionales o importados.
- Exención de gravámenes arancelarios: exención del pago de los Derechos Arancelarios de importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión e inversión de proyectos con FNCE.

El 25 de mayo de 2019, se sancionó la Ley 1955 de 2019 por la cual se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, donde se estableció que el beneficio de deducción en el impuesto de renta se podrá aplicar en un periodo de hasta quince años (anteriormente eran cinco años), contados desde el año gravable siguiente a la entrada en operación del proyecto (Congreso de la República de Colombia, 2019).

Se resalta que la Ley 1715 de 2014 es aplicable a todas las plantas fotovoltaicas y para las plantas hidroeléctricas que presentan una capacidad instalada menor a 10 MW.

5.2. Parámetros para la evaluación financiera

A continuación, se presentan los parámetros de entrada que configurarán los diferentes modelos financieros que serán evaluados en el presente trabajo.

5.2.1. Ingresos

Precio de venta: Para determinar los ingresos asociados a la venta de energía para los diferentes proyectos, se consultó la información publicada por XM para analizar el comportamiento histórico de los precios registrados en bolsa y en contratos. Adicionalmente, se revisaron las proyecciones de los costos marginales resultantes de la simulación de análisis energético de largo plazo realizado mediante el modelo MPODE “Modelo de Planeación y Operación de Embalses”, el cual es un modelo de despacho hidrotérmico que usa SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), dicha simulación es elaborada por XM.

En la [Figura 5-1](#) se presentan los valores históricos de los precios promedio anuales de venta en bolsa y en contratos de los últimos 20 años, publicados por XM. Se observa que los precios de bolsa presentan una alta volatilidad, debido a la alta dependencia de los recursos hídricos en la matriz energética nacional, mientras que los contratos de largo plazo han presentado un comportamiento más lineal. En particular el pico del precio de Bolsa que se presentó en el año 2015 corresponde a los efectos del fenómeno de El Niño presentado en ese año, lo cual permite evidenciar la alta dependencia del recurso hídrico en las fuentes de generación en Colombia, ese año se registraron precios diarios cercanos a los 2.000 \$/kWh.

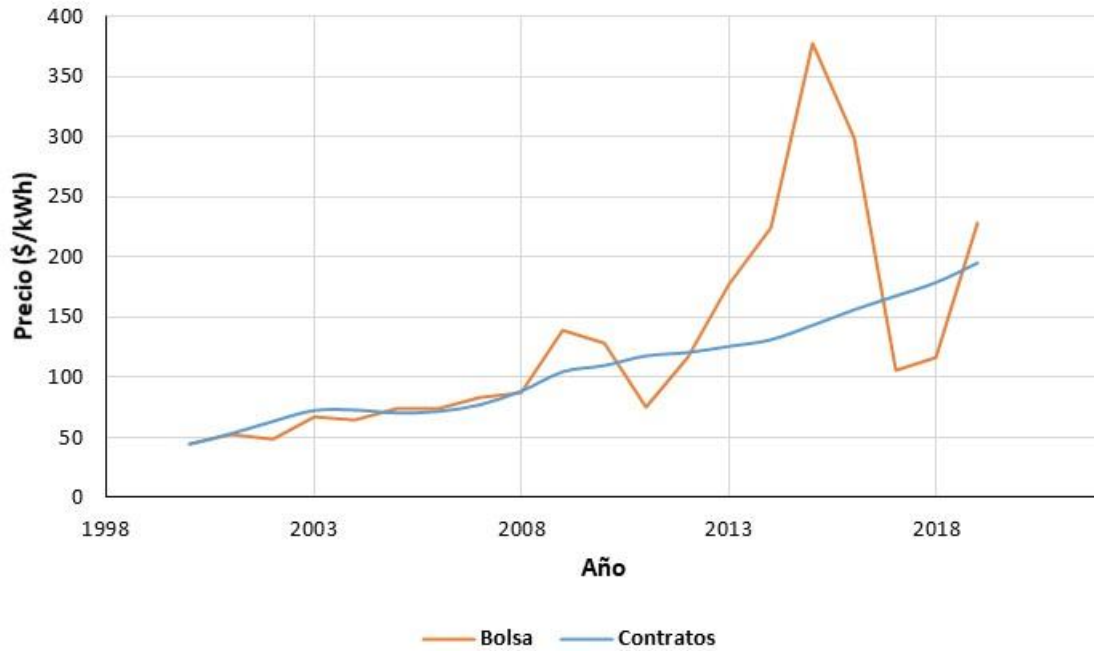


Figura 5-1 Comportamiento promedio histórico del precio de la energía en bolsa y en contratos en Colombia (2000-2020).

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021d).

Por otra parte, se realizó el análisis a partir de la información de los resultados del modelo MPODE publicada por XM. Se seleccionaron las corridas de 2020, las cuales presentan una proyección hasta junio de 2029 (Ver [Figura 5-2](#)). En vista de que dichas proyecciones de XM no presentan concordancia con el comportamiento histórico de los contratos del mercado colombiano, se decidió hacer las proyecciones de precios a partir de una regresión lineal simple de los precios de los contratos para el periodo 2000-2021, la cual es presentada en la [Figura 5-3](#).

Comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia

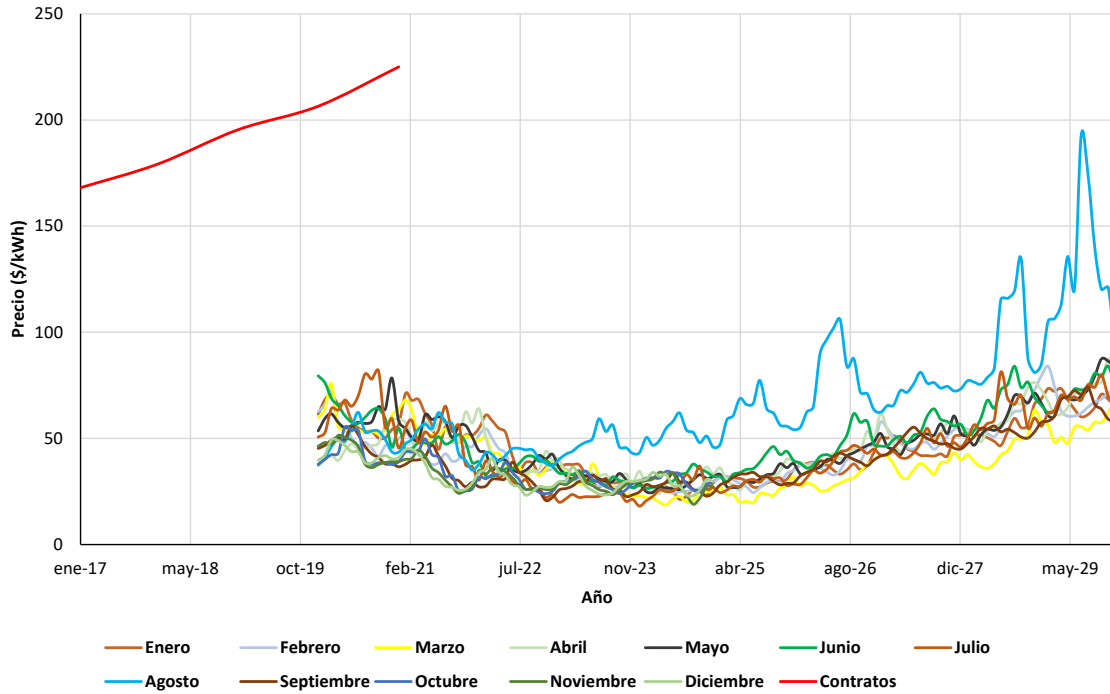


Figura 5-2 Proyección del Modelo MPODE año 2020.
Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021a).

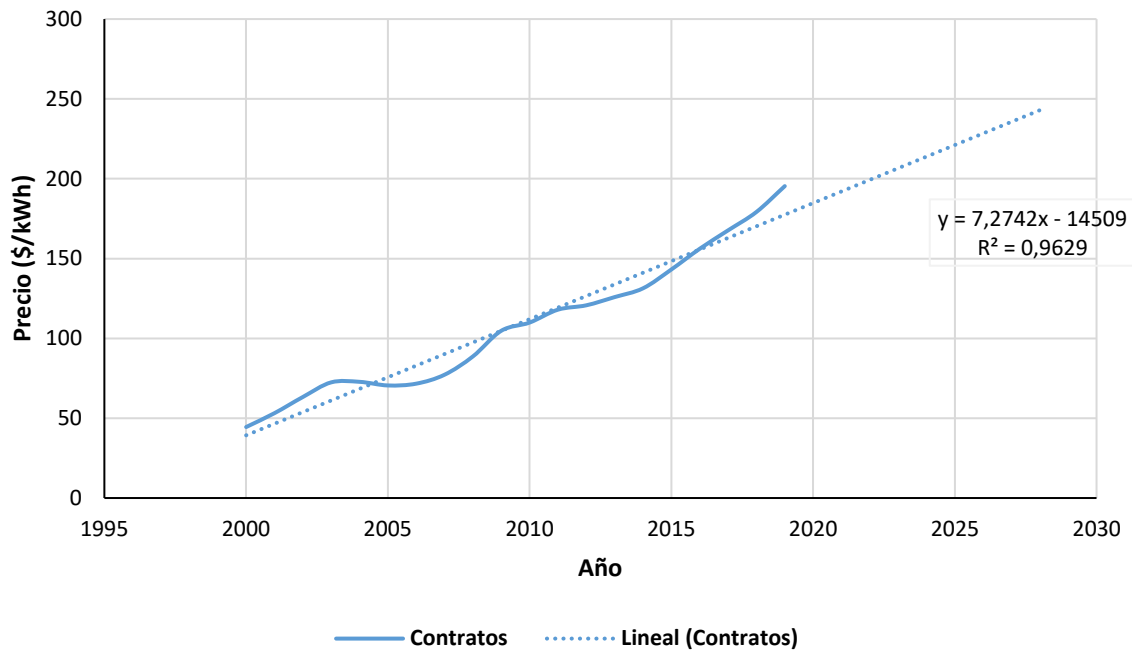


Figura 5-3 Regresión lineal del precio histórico de los contratos en Colombia.
Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021d)

Adicional al ingreso de las ventas en contratos y/o bolsa, los generadores tienen la posibilidad de participar del cargo por confiabilidad, el cual es un mecanismo de remuneración por el aseguramiento de la disponibilidad de la planta en épocas de condiciones climáticas extremas. Su valor es presentado a continuación.

Remuneración por el Cargo por Confiabilidad: Este mecanismo hoy paga alrededor de 15,1 US/MWh-firme, equivalente a 53 \$/kWh a la TRM actual (XM S.A. E.S.P., 2019). Este valor fue el asignado en la última subasta realizada para el cargo por confiabilidad, la cual fue llevada a cabo en el año de 2019, en donde se asignaron 164,33 GWh/día.

5.2.2. Egresos

Para determinar los diferentes egresos se utilizó información reportada por XM. Se resalta que no se consideraron datos correspondientes a los años 2020 y 2021, debido a la influencia de la pandemia de COVID 19.

CERE: Se presentan los valores promedios multianuales reportados por XM desde el año 2016 hasta el 2019 (ver [Figura 5-4](#)). Para el modelado se seleccionó el valor promedio de los años reportados, el cual presenta un valor de 58,25 \$/kWh.

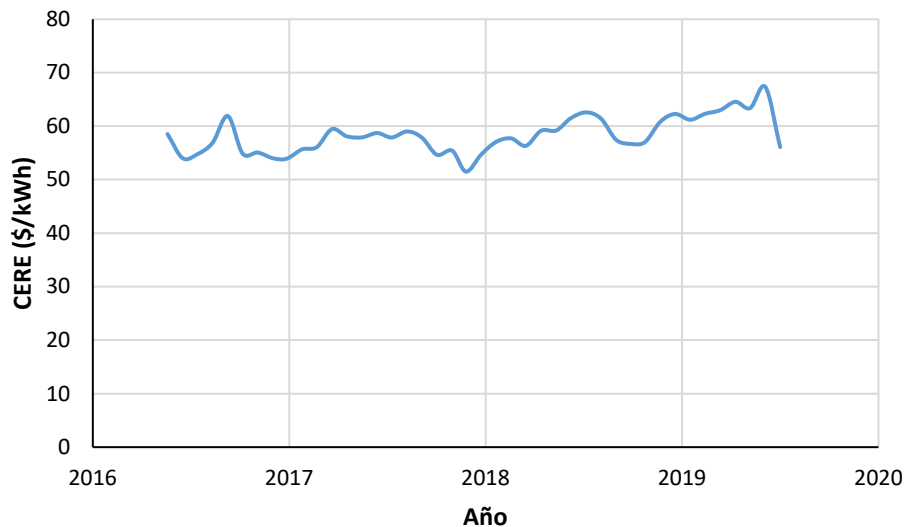


Figura 5-4 Promedios multianuales para el CERE.

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021d)

Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI): En la [Figura 5-5](#) se presentan los valores reportados por XM durante los años 2016 y 2020. Para las evaluaciones se seleccionó el valor correspondiente a enero de 2020, el cual fue de 2,16 \$/kWh.

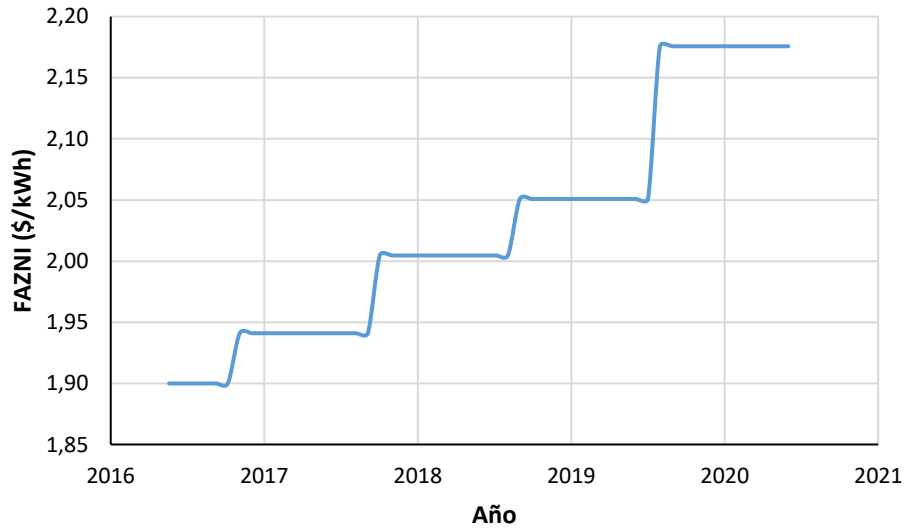


Figura 5-5 Valores históricos del FAZNI.

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021a).

Transferencias del sector eléctrico: En la Figura 5-6 se muestran los valores históricos reportados por XM durante los años 2016 y 2019. Para la elaboración de los modelos financieros se seleccionó el valor correspondiente a enero de 2020, el cual fue de 5,99 \$/kWh.

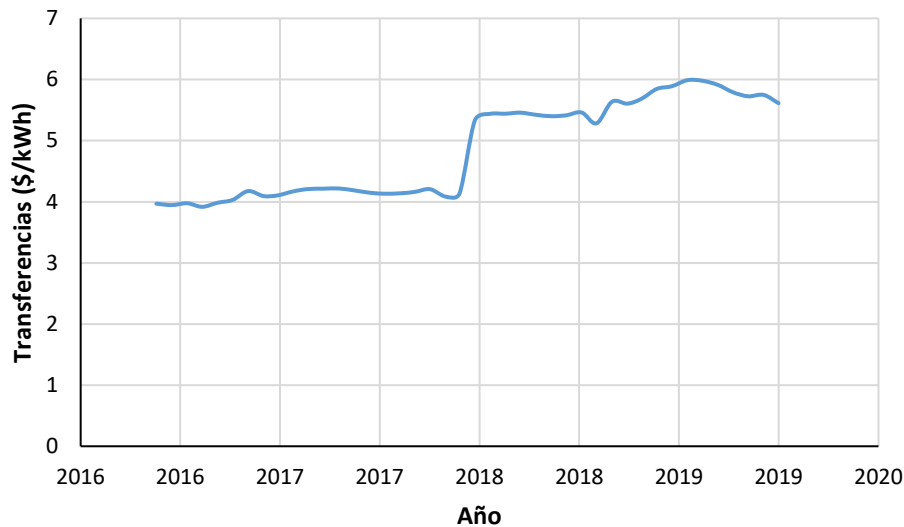


Figura 5-6 Valores históricos reportados para las transferencias del sector eléctrico.

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021a).

Control automático de generación (AGC): Se presentan los valores registrados por XM para los años de 2016 a 2019. Debido al comportamiento presentado en la Figura 5-7, se decidió utilizar el promedio multianual presentado entre el periodo de 2016 a 2019, el cual fue de 4,95 \$/kWh.



Figura 5-7 Valores históricos Responsabilidad AGC.
Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021a).

Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) y Centro Nacional de Despacho (CND): El artículo 16 de la resolución CREG 174 de 2013, establece que el recaudo del Ingreso Regulado Mensual del CND y el ASIC se pague en un 50% por los generadores a prorrata de su capacidad instalada (CREG, 2013).

Al no contar con la información de un costo específico por kWh generado o por potencia instalada por parte del operador de red, se decidió tomar los ingresos totales reportados por XM durante los años 2000 a 2020 correspondientes a los cargos de CND y ASIC y dividirlos por la potencia instalada total que se presentó en cada uno de los años según lo reportado por el sistema de información PARATEC de XM. En la [Figura 5-8](#) se presenta la potencia instalada en Colombia y en la [Figura 5-9](#) se presenta el ingreso recaudado por el CND y el ASIC para el periodo 2000-2021.

De esta manera, se selecciona el valor correspondiente al año 2020, el cual para los ingresos del CND y ASIC fue \$161.200 Millones de pesos, y considerando una potencia instalada de 17.461,11 MW se obtiene un factor de 4.615,97 \$/kW-año.

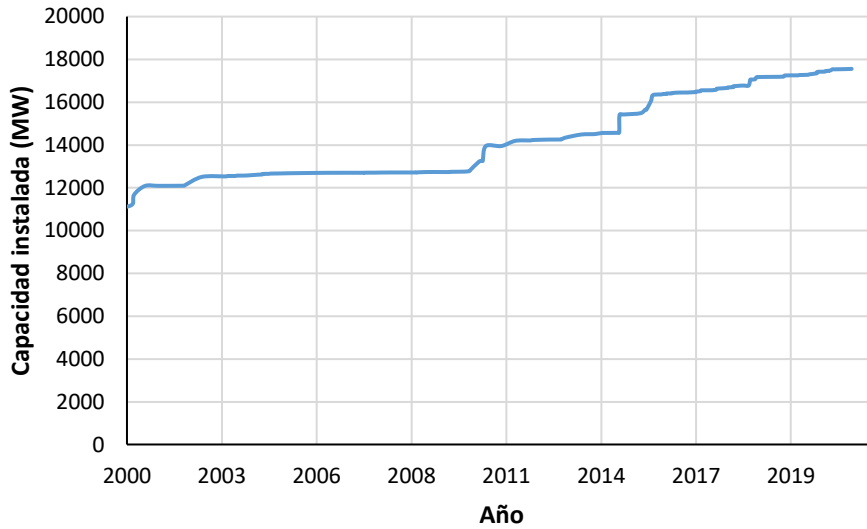


Figura 5-8 Comportamiento histórico de la capacidad instalada en Colombia (Periodo 2000-2020).

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021c).

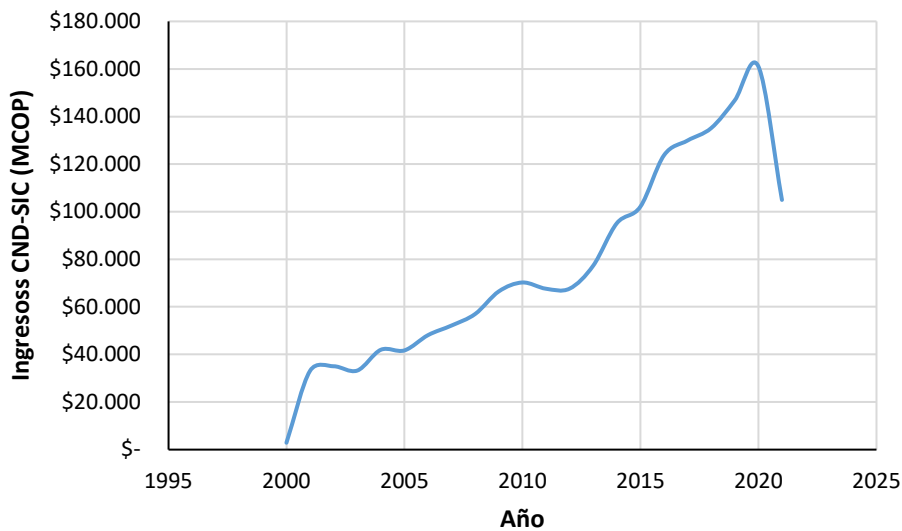


Figura 5-9 Ingresos históricos recaudados por el operador del sistema por los conceptos de CND y SIC.

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021a).

Arranque y parada: Este egreso presenta un comportamiento muy volátil debido a la alta dependencia de la entrada y salida de las centrales térmicas durante el periodo. Según un valor recomendado para este análisis se encuentra alrededor de los 2 \$/kWh (Chahín & Eudora, 2021).

Impuesto de Industria y Comercio: La ley 56 de 1981 establece que se debe tener un egreso de 460 \$/kW por año (Congreso de la República de Colombia, 1981).

CREG y Superintendencia de Servicios Públicos domiciliarios: Se establece que el monto estimado para cubrir los gastos de funcionamiento de estas dos entidades (reglamentado por el artículo 22 de la ley eléctrica), corresponde a 1.400 \$/kW-año (Restrepo et al., 2017).

5.3. Conclusiones del capítulo

En el presente capítulo se presentó la regulación del sector eléctrico colombiano que es aplicable a las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas, reconociendo los escenarios que permiten generar ingresos dentro del mercado y los costos asociados en los que se incurre por la operación propia del sistema y demás organizaciones que participan del mismo. Por otra parte, se establecieron los parámetros de entrada para la elaboración de los modelos financieros, los cuales fueron elaborados, en su mayoría, a partir de la información publicada por el operador del sistema eléctrico colombiano (XM S.A.S. E.S.P.) y/o regulaciones propias del sector emitidas por la CREG, Ministerio de Minas y Energía, entre otros.

En el siguiente capítulo se presentará la configuración del modelado financiero y posteriormente, se mostrarán los resultados obtenidos para cada una de las evaluaciones.

Capítulo 6. Evaluación financiera de proyectos hidroeléctricos

Se evaluarán financieramente cuatro casos de proyectos hidroeléctricos con diferentes potencias instaladas, entre las cuales se han seleccionado valores de 1 MW, 10 MW, 100 MW y 1.000 MW, con la finalidad de considerar los diferentes tipos de plantas hidroeléctricas existentes en Colombia. A continuación, se presentan los parámetros que serán utilizados en el modelado y los resultados obtenidos para cada uno de los casos analizados.

6.1. Definición de parámetros de entrada al modelo

6.1.1. Análisis de parámetros operativos de los agentes generadores del Mercado Mayorista de Energía en Colombia

Para determinar la generación de energía, la energía firme y el factor de planta para la tecnología hidroeléctrica para cada una de las potencias a evaluar, se utilizó la información histórica del mercado de energía mayorista, la cual es publicada mensualmente por XM. De esta manera, se consideraron los registros históricos asociados a la operación de 27 plantas que participan del despacho central y de 60 plantas menores desde el año 2000 o el año correspondiente a la fecha de entrada en operación hasta el año 2020.

Al considerar que en el sistema colombiano existen diferentes plantas hidroeléctricas con potencias entre 1 MW y 1.250 MW, se decidió agruparlas dependiendo de su capacidad instalada y relacionarlas con cada una de las potencias que serán evaluadas en el presente capítulo (1 MW, 10 MW, 100 MW y 1.000 MW). Para las agrupaciones se definió la siguiente regla:

$$Potencia \geq 500 \text{ MW}; 1.000 \text{ MW}$$

$$50 \geq Potencia > 500 \text{ MW}; 100 \text{ MW}$$

$$5 > Potencia > 50 \text{ MW}; 10 \text{ MW}$$

$$Potencia \leq 5 \text{ MW}; 1 \text{ MW}$$

A partir de los registros históricos publicados por XM se calculó de la generación de energía, la energía firme y el factor de planta para cada uno de los grupos mencionados:

- Para determinar la generación de energía media para cada uno de los rangos presentados anteriormente, se decidió calcular el promedio multianual de cada una de las 87 plantas analizadas.
- Para determinar la energía firme de las plantas analizadas, se utilizó la información histórica publicada por XM, en donde se presenta la ENFICC declarada por cada una de las plantas y las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas por el ASIC.

- Para calcular el factor de planta medio por rango de potencia se dividió la energía media multianual de cada planta con respecto a la generación potencial de la misma, es decir, la energía que resulta de multiplicar la potencia de la planta por las horas del año.

A continuación, se presenta el cálculo de los parámetros que serán utilizados en el modelado financiero de proyectos hidroeléctricos:

La [Tabla 6-1](#) contiene información sobre los proyectos hidroeléctricos que tienen capacidades instaladas mayores a 500 MW y que representarán al caso de estudio de 1.000 MW.

Tabla 6-1 Promedios históricos de energía media, energía firme y factor de planta para proyectos con potencias instaladas mayores a 500 MW.

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021d, 2021b).

Central	Potencia (MW)	ENFICC (MWh/año)	OEF (MWh/año)	Energía media (MWh/año)	Generación Potencial (MWh/año)	ENFICC/GP	OEF/GP	EM/GP (Factor de planta)
Guavio	1.250	4.552.618	4.289.475	5.488.350	10.950.000	41,6%	39,2%	50,1%
San Carlos	1.240	4.862.403	4.581.355	5.995.140	10.862.400	44,8%	42,2%	55,2%
Chivor	1.000	2.925.264	2.756.183	3.983.440	8.760.000	33,4%	31,5%	45,5%
Sogamoso	819	3.790.730	2.344.446	4.083.102	7.174.440	52,8%	32,7%	56,9%
Porce III*	700	3.354.293	3.354.293	3.265.863	6.132.000	54,7%	54,7%	53,3%
Pagua*	600	3.900.000	3.656.289	3.468.096	5.256.000	74,2%	69,6%	66,0%
Guatapé	560	1.999.486	1.840.491	2.824.042	4.905.600	40,8%	37,5%	57,6%
Betania	540	1.825.871	1.725.458	2.058.203	4.730.400	38,6%	36,5%	43,5%
Guatrón	512	2.255.810	2.184.627	2.571.288	4.485.120	50,3%	48,7%	57,3%

Se resalta que el proyecto Porce III y la cadena PAGUA, no fueron considerados en el análisis. En el caso de Porce III los años históricos no fueron suficientes para establecer datos confiables en donde la ENFICC declarada fuese menor que la energía media registrada. Por su parte, la cadena PAGUA, presenta un comportamiento atípico en donde para 20 años de datos históricos se registró que la ENFICC declarada es mayor que la energía media. Por tales motivos y buscando representar las características medias del rango de potencia analizado, ambos generadores no fueron considerados.

Por su parte, la [Tabla 6-2](#) presenta la información recopilada para los proyectos con potencias instaladas entre 50 y 500 MW, los cuales serán representados por el caso de 100 MW.

Tabla 6-2 Promedios históricos de energía media, energía firme y factor de planta para proyectos con potencias instaladas entre 50 y 500 MW.

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021d, 2021b).

Central	Potencia (MW)	ENFICC (MWh/año)	OEF (MWh/año)	Energía media (MWh/año)	Generación Potencial (MWh/año)	ENFICC/GP	OEF/GP	EM/GP (Factor de planta)
Alban	429	755.950	720.771	1.676.681	3.758.040	20,1%	19,2%	44,6%
Porce II	405	1.462.512	1.355.762	1.721.850	3.547.800	41,2%	38,2%	48,5%
El Quimbo	400	1.750.000	1.460.000	1.928.641	3.504.000	49,9%	41,7%	55,0%
Miel I	396	930.378	842.324	1.451.953	3.468.960	26,8%	24,3%	41,9%
Urrá	338	715.812	674.438	1.307.881	2.960.880	24,2%	22,8%	44,2%

Central	Potencia (MW)	ENFICC (MWh/año)	OEF (MWh/año)	Energía media (MWh/año)	Generación Potencial (MWh/año)	ENFICC/GP	OEF/GP	EM/GP (Factor de planta)
Salvajina	315	667.123	633.886	1.011.590	2.759.400	24,2%	23,0%	36,7%
La Tasajera	306	1.323.462	1.246.966	1.546.401	2.680.560	49,4%	46,5%	57,7%
Playas	207	1.011.400	1.099.637	1.326.102	1.813.320	55,8%	60,6%	73,1%
Jaguas	170	556.800	524.617	725.278	1.489.200	37,4%	35,2%	48,7%
San Francisco	135	202.163	188.141	278.717	1.182.600	17,1%	15,9%	23,6%
Calima	132	96.287	90.722	185.263	1.156.320	8,3%	7,8%	16,0%
Amoyá	80	236.753	214.413	442.355	700.800	33,8%	30,6%	63,1%
Carlos Lleras Restrepo	78	200.000	200.000	414.635	683.280	29,3%	29,3%	60,7%
Cucuana	58	50.000	50.000	228.039	508.080	9,8%	9,8%	44,9%
Escuela de Minas	55	54.750	54.750	212.172	481.800	11,4%	11,4%	44,0%
San Miguel	52	122.675	122.675	325.360	455.520	26,9%	26,9%	71,4%
Prado	51	67.206	63.322	175.542	446.760	15,0%	14,2%	39,3%

Las centrales hidroeléctricas Porce II, El Quimbo, La Tasajera y Playas fueron excluidas del presente análisis, debido a que presentan valores extremos que no representan a la media de los datos analizados y que obedecen a las operaciones propias de los agentes generadores que las representan.

La [Tabla 6-3](#) contiene la información sobre los proyectos hidroeléctricos con capacidad entre 5 y 50 MW, los cuales serán representados por el caso de 10 MW.

Tabla 6-3 Promedios históricos de energía media, energía firme y factor de planta para proyectos con potencias instaladas entre 5 y 50 MW.

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021d, 2021b).

Central	Potencia (MW)	ENFICC (MWh/año)	OEF (MWh/año)	Energía media (MWh/año)	Generación Potencial (MWh/año)	ENFICC/GP	OEF/GP	EM/GP (Factor de planta)
Esmeralda	30	158.178	149.035	200.606	262.800	60,2%	56,7%	76,3%
Alto Tuluá	19,9	10.180	10.180	67.532	174.324	5,8%	5,8%	38,7%
Bajo Tuluá	19,9	9.389	9.389	76.740	174.324	5,4%	5,4%	44,0%
El Edén	19,9	0	0	60.060	174.324	0,0%	0,0%	34,5%
Florida	19,9	61.013	61.013	90.008	174.324	35,0%	35,0%	51,6%
Hidromontañas	19,9	72.145	72.145	139.101	174.324	41,4%	41,4%	79,8%
Rio Piedras	19,9	33.808	33.808	134.370	174.324	19,4%	19,4%	77,1%
La Herradura	19,8	60.707	60.707	118.096	173.448	35,0%	35,0%	68,1%
Charquito	19,4	0	0	70.505	169.944	0,0%	0,0%	41,5%
Amaime	19,17	8.766	8.766	56.012	167.929	5,2%	5,2%	33,4%
Ínsula	19	58.254	58.254	100.711	166.440	35,0%	35,0%	60,5%
Niquia	19	58.254	58.254	104.601	166.440	35,0%	35,0%	62,8%
Rio Grande I	19	58.254	58.254	39.556	166.440	35,0%	35,0%	23,8%
Sonsón	18,5	56.721	56.721	92.055	162.060	35,0%	35,0%	56,8%
El Limonar	18	0	0	85.875	157.680	0,0%	0,0%	54,5%
Laguneta	18	0	0	85.301	157.680	0,0%	0,0%	54,1%
Ayurá	16,7	55.188	55.188	95.984	146.292	37,7%	37,7%	65,6%
Palmas San Gil	15	45.990	45.990	63.332	131.400	35,0%	35,0%	48,2%
Tequendama I	14,2	0	0	63.137	124.392	0,0%	0,0%	50,8%

Comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia

Central	Potencia (MW)	ENFICC (MWh/año)	OEF (MWh/año)	Energía media (MWh/año)	Generación Potencial (MWh/año)	ENFICC/GP	OEF/GP	EM/GP (Factor de planta)
Tequendama II	14,2	0	0	59.082	124.392	0,0%	0,0%	47,5%
Tequendama III	14,2	0	0	66.455	124.392	0,0%	0,0%	53,4%
Tequendama IV	14,2	0	0	64.567	124.392	0,0%	0,0%	51,9%
Pajarito	13,2	15.023	15.023	28.527	115.632	13,0%	13,0%	24,7%
La Vuelta	11,6	35.566	35.566	61.824	101.616	35,0%	35,0%	60,8%
Rio Frio II	10	8.090	8.090	50.831	87.600	9,2%	9,2%	58,0%
Cementos Nare	9	11.498	11.498	39.519	78.840	14,6%	14,6%	50,1%
Santa Ana	8	20.440	20.440	27.927	70.080	29,2%	29,2%	39,8%
Nima	6,7	5.510	5.510	32.741	58.692	9,4%	9,4%	55,8%
Prado IV	5	15.024	15.024	35.581	43.800	34,3%	34,3%	81,2%

Los proyectos La Esmeralda e Hidromontañas no fueron considerados en el presente análisis, debido a que sus registros no corresponden al comportamiento típico de las plantas del rango de potencia evaluado. De igual forma, las centrales El Edén, Charquito, El Limonar, Laguneta, Tequendamas (I, II, III y IV), no fueron considerados debido a que declararon una ENFICC igual a cero.

Por otra parte, la [Tabla 6-4](#) presenta los datos recopilados para los proyectos hidroeléctricos con potencias instaladas menores a 5 MW, que serán representados por el caso de 1 MW.

Tabla 6-4 Promedios históricos de energía media, energía firme y factor de planta para proyectos con potencias instaladas menores a 5 MW.

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2021d, 2021b).

Central	Potencia (MW)	ENFICC (MWh/año)	OEF (MWh/año)	Energía media (MWh/año)	Generación Potencial (MWh/año)	ENFICC/GP	OEF/GP	EM/GP (Factor de planta)
Mirolindo	3,75	11.498	11.498	17.879	32.850	35,0%	35,0%	54,4%
Sajandi	3,2	9.811	9.811	12.420	28.032	35,0%	35,0%	44,3%
Manantiales	3,15	9.658	9.658	12.420	27.594	35,0%	35,0%	45,0%
Cascada	3	9.198	9.198	17.239	26.280	35,0%	35,0%	65,6%
Santiago	2,8	8.585	8.585	10.759	24.528	35,0%	35,0%	43,9%
Caracolí	2,6	7.972	7.972	15.444	22.776	35,0%	35,0%	67,8%
Suba	2,6	0	0	9.563	22.776	0,0%	0,0%	42,0%
Rumor	2,5	4.656	4.656	13.973	21.900	21,3%	21,3%	63,8%
Ventana A	2,5	7.665	7.665	13.427	21.900	35,0%	35,0%	61,3%
Ventana B	2,5	7.665	7.665	10.657	21.900	35,0%	35,0%	48,7%
San Cancio	2	6.132	6.132	8.942	17.520	35,0%	35,0%	51,0%
Porce III Menor	1,8	5.519	5.519	11.758	15.768	35,0%	35,0%	74,6%
Rio Cali	1,8	4.313	4.313	12.027	15.768	27,4%	27,4%	76,3%
Usaquén	1,8	0	0	7.842	15.768	0,0%	0,0%	49,7%
Rio Frio I	1,67	3.629	3.629	7.271	14.629	24,8%	24,8%	49,7%
Rio Palo	1,44	4.415	4.415	6.872	12.614	35,0%	35,0%	54,5%
Municipal	1,4	4.292	4.292	7.145	12.264	35,0%	35,0%	58,3%
Rio Recio	0,98	1.813	1.813	2.090	8.585	21,1%	21,1%	24,3%
Intermedia	0,96	2.943	2.943	4.817	8.410	35,0%	35,0%	57,3%
Campestre	0,87	2.667	2.667	2.084	7.621	35,0%	35,0%	27,3%
Guacaica	0,86	2.637	2.637	4.677	7.534	35,0%	35,0%	62,1%
Ovejas	0,82	4.956	4.956	4.733	7.183	69,0%	69,0%	65,9%

Central	Potencia (MW)	ENFICC (MWh/año)	OEF (MWh/año)	Energía media (MWh/año)	Generación Potencial (MWh/año)	ENFICC/GP	OEF/GP	EM/GP (Factor de planta)
Amalfi	0,81	0	0	3.642	7.096	0,0%	0,0%	51,3%
Inza	0,75	2.300	2.300	3.230	6.570	35,0%	35,0%	49,2%
Mondomo	0,75	2.300	2.300	3.096	6.570	35,0%	35,0%	47,1%
Nutibara	0,75	2.300	2.300	2.147	6.570	35,0%	35,0%	32,7%
El Cocuyo	0,7	0	0	1.803	6.132	0,0%	0,0%	29,4%
Pastales	0,7	2.759	2.759	4.366	6.132	45,0%	45,0%	71,2%
Asnazu	0,45	358	358	3.751	3.942	9,1%	9,1%	95,1%
América	0,41	224	224	321	3.592	6,2%	6,2%	9,0%
Silvia	0,38	1.165	1.165	2.455	3.329	35,0%	35,0%	73,7%
Bello	0,35	1.073	1.073	1.883	3.066	35,0%	35,0%	61,4%

Los proyectos Ovejas, Amalfi y Pastales no fueron considerados en el análisis debido a que sus registros no corresponden al comportamiento típico de las plantas del rango de potencia evaluado. Por su parte, las centrales Suba, Usaquéen y el Cocuyo no fueron consideradas debido a que declararon una ENFICC igual a cero.

Según los diferentes rangos de potencia analizados se presenta la [Tabla 6-5](#) la cual contiene un resumen de los promedios obtenidos para las variables de generación de energía, energía firme y factor de planta.

Tabla 6-5 Promedios históricos de energía media, energía firme y factor de planta para proyectos con potencias instaladas menores a 5 MW

Rango potencia	Potencia (MW)	ENFICC (MWh/año)	OEF (MWh/año)	Energía media (MWh/año)	Generación Potencial (MWh/año)	ENFICC/GP	OEF/GP	EM/GP (Factor de planta)
>500	846	3.173.169	2.817.434	3.857.652	7.409.709	43%	38%	52%
500-50	212	600.192	561.319	879.909	1.858.666	22%	21%	45%
50-5	16	31.805	31.805	67.776	132.651	24%	24%	52%
<5	2	4.799	4.799	8.030	13.647	31%	31%	54%

Las variables ENFICC/GP, OEF/GP y EM/GP, corresponden a la relación entre la energía firme y la generación potencial, las Obligaciones de Energía Firme y la generación potencial y la energía media con respecto a la generación potencial o factor de planta, respectivamente. Dichos promedios serán datos de entrada de la evaluación financiera según cada uno de los rangos de potencia analizados. Se resalta que en el modelado financiero de los diferentes casos evaluados se utilizará un factor de planta de 50%, considerando las similitudes entre rangos de potencia analizados.

Adicionalmente, se presenta de la [Figura 6-1](#) a la [Figura 6-3](#) el comportamiento de los diferentes rangos de potencia para cada una de las variables analizadas.

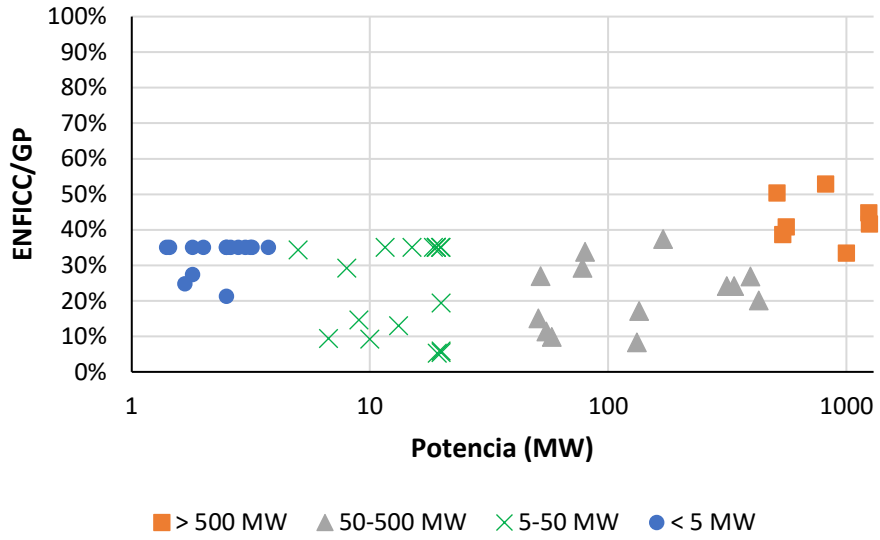


Figura 6-1 ENFICC/GP para diferentes rangos de potencia instalada

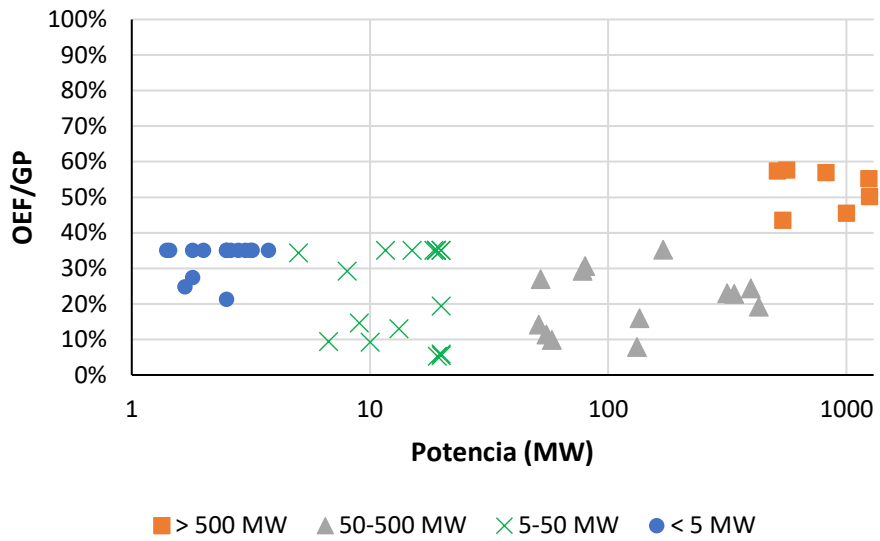


Figura 6-2 OEF/GP para diferentes rangos de potencia instalada

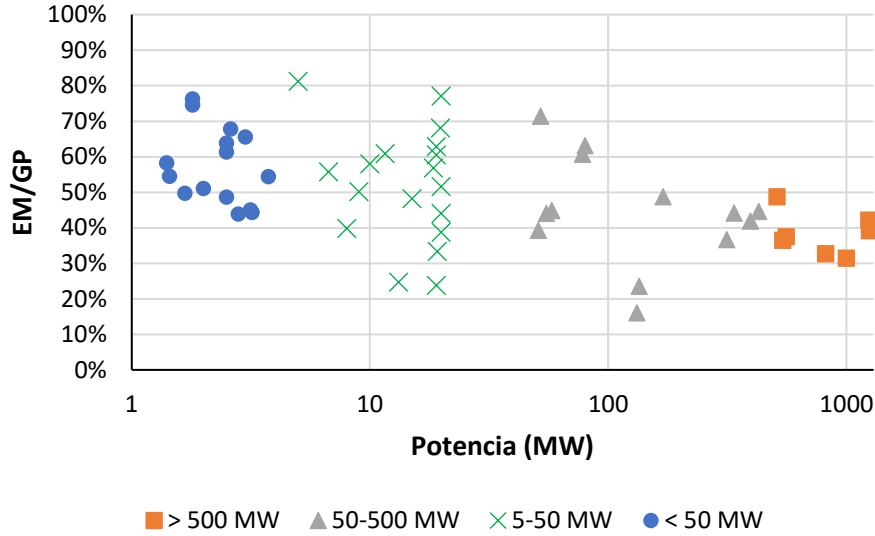


Figura 6-3 EM/GP para diferentes rangos de potencia instalada

6.1.2. Supuestos utilizados en el modelado financiero

A continuación, en la [Tabla 6-6](#) se presentan los supuestos financieros y macroeconómicos que comparten las cuatro evaluaciones financieras:

Tabla 6-6 Supuestos financieros y macroeconómicos para las evaluaciones financieras

Parámetro	Valor	Unidades	Referencia
Depreciación de activos	5	%	Línea recta - (Congreso de la República de Colombia, 2016)
	20	%	Acelerada - (Congreso de la República de Colombia, 2014)
Índice de precios al Consumidor (IPC)	3%	%	IPC Meta 2010-2021 - (Banco de la República de Colombia, 2021a)
Tasa Representativa del Mercado (TRM)	3.500	COP	Promedio aproximado años 2019-2021 (Banco de la República de Colombia, 2021b)
Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)	8	%	Se utilizará un valor promedio de 8% (ver Tabla 6-7)
Tasa de impuestos a la renta	33	%	(Congreso de la República de Colombia, 2018)

La [Tabla 6-7](#) presenta valores de referencia para el WACC según diferentes autores, a partir de los cuales se estableció un valor de 8%.

Tabla 6-7 Valores de referencia para el WACC

WACC (%)	Referencia
7,5	OECD Countries - (IRENA, 2021b)
7,9	(UPME, 2015)
5-10	(Lanshina et al., 2018)
7	(Aghahosseini et al., 2019)
7	(Timmerberg et al., 2019)
8	(Zappa et al., 2019)

WACC (%)	Referencia
8,3	(Castillo-Ramírez et al., 2016)
6-9	Hidroeléctrico y Fotovoltaico (Oxera Consulting Ltd, 2011)

A partir de la experiencia en el desarrollo de este tipo de proyectos y considerando la economía de escala que existe dependiendo de la potencia instalada para los proyectos de generación hidroeléctrica se decidió establecer un valor de CAPEX acorde a lo establecido en la [Tabla 6-8](#) y que disminuya con respecto al aumento de la potencia instalada. De esta manera, se presenta en la [Tabla 6-9](#) los valores que serán utilizados en las simulaciones financieras.

Tabla 6-8 Valores de referencia para el CAPEX y el OPEX de plantas hidroeléctricas

CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW-yr)	Referencia
1.870	20-60	(IRENA, 2021b)
3.880	17,52	(IEA, 2020a)
5.316	29,86	(EIA, 2021a)
2.184-15.993	14-152	(NREL, 2021a)

Tabla 6-9 CAPEX seleccionado para las plantas hidroeléctricas

Potencia (MW)	CAPEX (USD/kW)
1	3.000
10	2.500
100	2.000
1.000	1.500

De la misma forma, se decidió utilizar un valor de operación y mantenimiento constante de 20 USD/kWh para cada uno de los casos analizados.

Por otra parte, el periodo de construcción se definió según la experiencia desarrollada en este tipo de proyectos y a partir de lo establecido en la literatura para diferentes potencias instaladas. De esta manera, en la [Tabla 6-10](#) se presentan algunos periodos de construcción establecidos en la literatura y en la [Tabla 6-11](#) se establecen los periodos de construcción que serán utilizados en el modelado financiero. Se resalta que se asumen desembolsos distribuidos equitativamente durante el periodo de construcción (IEA, 2020a).

Tabla 6-10 Valores de referencia para los periodos de construcción de plantas hidroeléctricas

Periodo de construcción (Años)	Referencia
7-9	(IRENA, 2021b)
5	(IEA, 2020a)
4	100 MW - (EIA, 2021a)
7-9	820 MW – 2.400 MW - (Castillo-Ramírez et al., 2016; UPME;Universidad de Antioquia, 2015)

Tabla 6-11 Periodos de construcción seleccionados para llevar a cabo las modelaciones financieras de las plantas hidroeléctricas

Potencia (MW)	Periodo de construcción (Años)
1	2
10	2
100	3
1.000	7

Asimismo, se presenta en la [Tabla 6-12](#) los horizontes de simulación o vida útil de los proyectos que se encuentran en la literatura y en la

[Tabla 6-13](#) se especifican los horizontes que serán utilizados en la evaluación financiera.

Tabla 6-12 Valores de referencia para horizontes financieros de plantas hidroeléctricas

Horizonte (Años)	Referencia
30	(IRENA, 2021b)
80	(IEA, 2020a)
50-60	(Castillo-Ramírez et al., 2016; UPME;Universidad de Antioquia, 2015)
50-100	(Tran & Smith, 2018)
50	(Blakers et al., 2017)
60	(Zappa et al., 2019)

Tabla 6-13 Horizontes financieros seleccionados para llevar a cabo las simulaciones financieras de las plantas hidroeléctricas

Potencia (MW)	Horizonte (Años)
1	50
10	50
100	50
1.000	50

Adicionalmente, se presenta en la [Tabla 6-14](#) un resumen de los parámetros de entrada que serán utilizados en el modelado financiero.

Tabla 6-14 Parámetros a utilizar en las modelaciones financieras de las plantas hidroeléctricas

Parámetro	Valor				Unidades
	1	10	100	1.000	
Capacidad Instalada	1	10	100	1.000	(MW)
Energía media/Generación Potencial	50	50	50	50	%
ENFICC/Generación Potencial	43	22	24	31	%
CAPEX	3.000	2.500	2.000	1.500	USD/kW
OPEX	20	20	20	20	USD/kW
Construcción	2	2	3	7	Años
Horizonte	50	50	50	50	Años

6.2. Resultados del modelado financiero

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los cuatro casos analizados:

6.2.1. Plantas hidroeléctricas con potencia instalada de 1 MW

En la [Figura 6-4](#) se presenta el flujo de caja libre en un horizonte de 50 años para una planta hidroeléctrica con potencia instalada de 1 MW y bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano. Se resalta que los flujos han sido proyectados de forma anual.

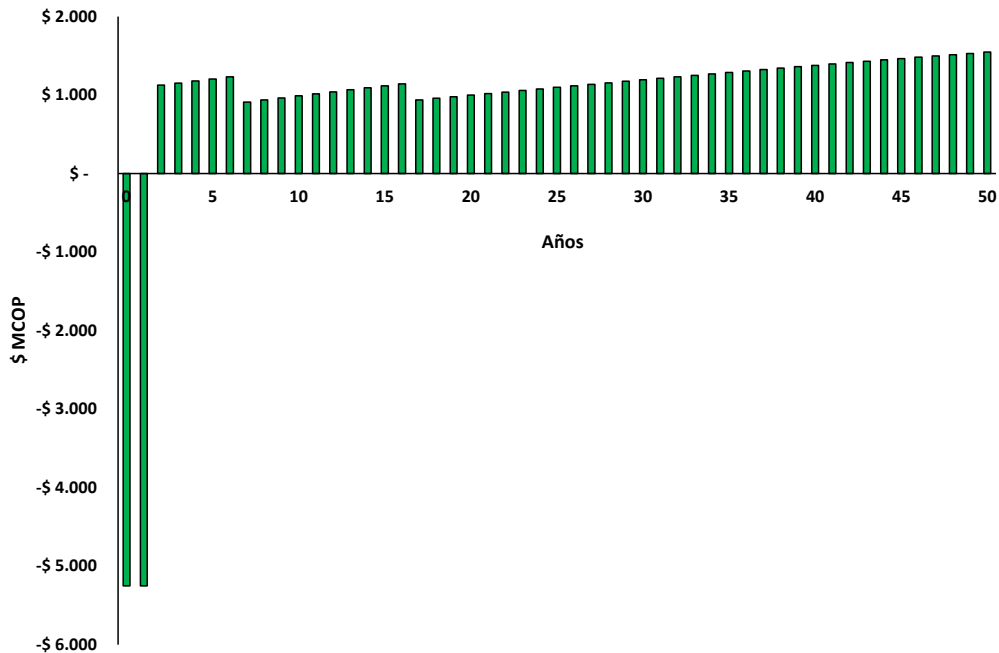


Figura 6-4 Flujo de caja libre para una planta hidroeléctrica de 1 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano

Adicionalmente, en la [Tabla 6-15](#) se presentan los resultados obtenidos que permiten analizar la viabilidad financiera de la planta.

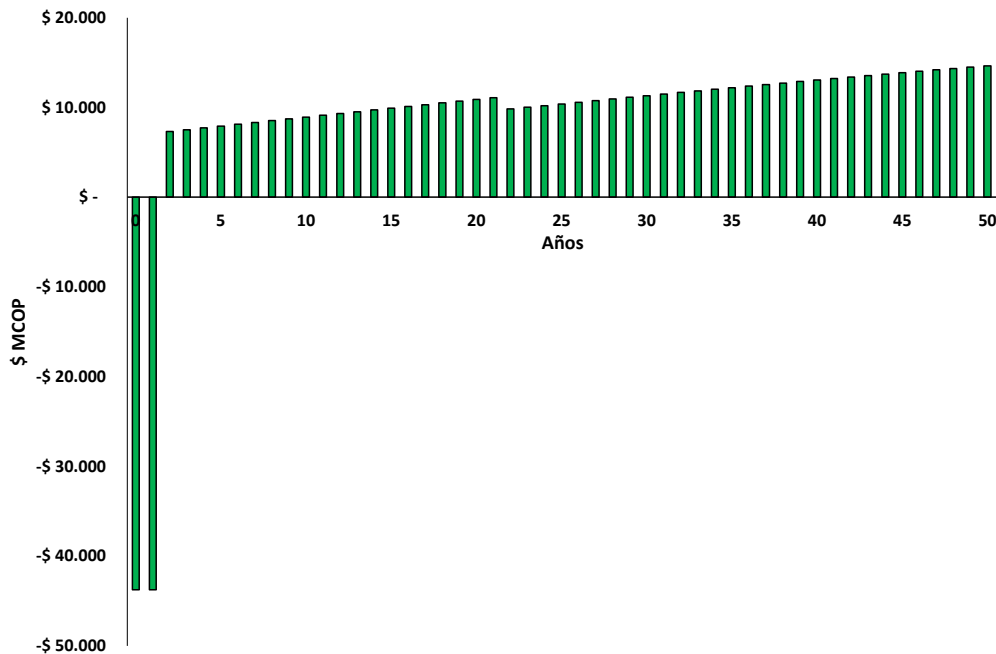
Tabla 6-15 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta hidroeléctrica de 1 MW.

Potencia (MW)	TIR (%)	VPN (MCOP)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
1	9,8%	2.322	174,7	0,046

Para el escenario de una planta hidroeléctrica de 1 MW, los resultados son favorables considerando que la TIR del proyecto (9,8%) es mayor que el WACC del mismo (8%) y a su vez, el valor presente neto del mismo indica que el proyecto tiene un valor de 2.322 Millones de pesos, ante lo cual conviene realizar dicha inversión. En cuanto se refiere al LCOE del proyecto este presenta un valor de 0,046 USD/kWh.

6.2.2. Plantas hidroeléctricas con potencia instalada de 10 MW

En la [Figura 6-5](#) se presenta el flujo de caja libre en un horizonte de 50 años para una planta hidroeléctrica con potencia instalada de 10 MW y bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano. Se resalta que los flujos han sido proyectados de forma anual.



[Figura 6-5 Flujo de caja libre para una planta hidroeléctrica de 10 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano](#)

Adicionalmente, en la [Tabla 6-16](#) se presentan los resultados obtenidos que permiten analizar la viabilidad financiera de la planta.

Tabla 6-16 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta hidroeléctrica de 10 MW.

Potencia (MW)	TIR (%)	VPN (MCOP)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
10	9,7%	20.482	151,2	0,040

Para el escenario de una planta hidroeléctrica de 10 MW, los resultados son favorables considerando que la TIR del proyecto (9,7%) es mayor que el WACC del mismo (8%) y a su vez, el valor presente neto del mismo indica que el proyecto tiene un valor de 20.482 millones de pesos, ante lo cual conviene realizar dicha inversión. En cuanto se refiere al LCOE del proyecto este presenta un valor de 0,040 USD/kWh.

6.2.3. Plantas hidroeléctricas con potencia instalada de 100 MW

En la Figura 6-6 se presenta el flujo de caja libre en un horizonte de 50 años para una planta hidroeléctrica con potencia instalada de 100 MW y bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano. Se resalta que los flujos han sido proyectados de forma anual.

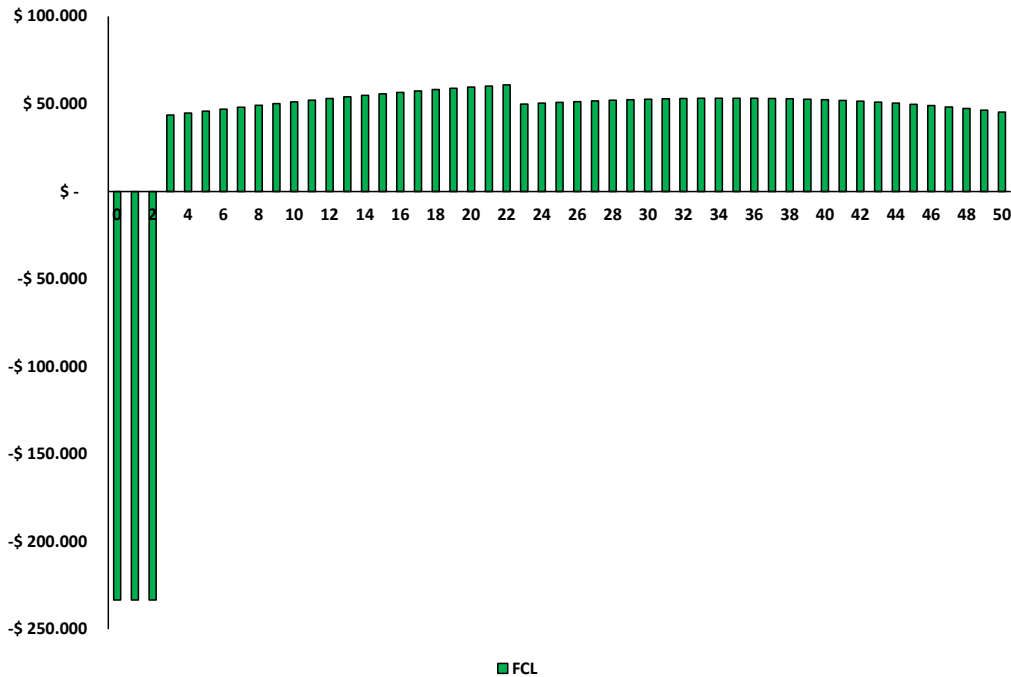


Figura 6-6 Flujo de caja libre para una planta hidroeléctrica de 100 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano

Adicionalmente, en la Tabla 6-17 se presentan los resultados obtenidos que permiten analizar la viabilidad financiera de la planta.

Tabla 6-17 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta hidroeléctrica de 100 MW.

Potencia (MW)	TIR (%)	VPN (MCOP)	ROI (%)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
1	6,5%	-116.718	17,4%	134,7	0,035

Para el escenario de una planta hidroeléctrica de 100 MW, los resultados no son favorables considerando que la TIR del proyecto (6,5%) es menor que el WACC del mismo (8%) y a su vez, el valor presente neto del mismo indica que el proyecto tiene un valor negativo de -116.718 Millones de pesos, ante lo cual no es conveniente realizar dicha inversión. En cuanto se refiere al LCOE del proyecto este presenta un valor de 0,035 USD/kWh.

6.2.4. Plantas hidroeléctricas con potencia instalada de 1.000 MW

En la Figura 6-7 se presenta el flujo de caja libre en un horizonte de 50 años para una planta hidroeléctrica con potencia instalada de 1.000 MW y bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano. Se resalta que los flujos han sido proyectados de forma anual.

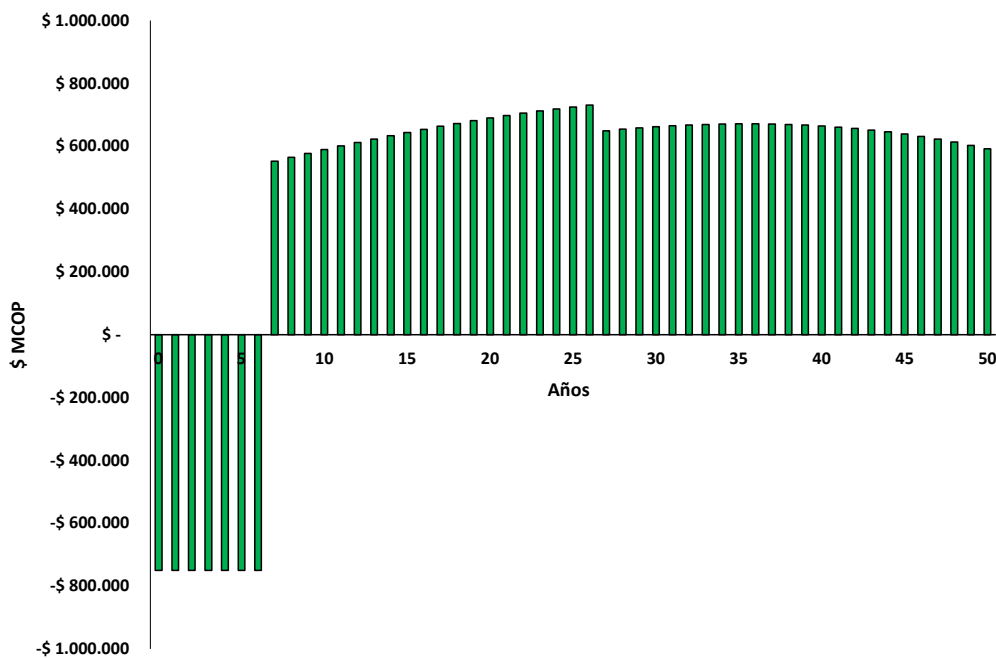


Figura 6-7 Flujo de caja libre para una planta hidroeléctrica de 1.000 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano

Adicionalmente, en la Tabla 6-18 se presentan los resultados obtenidos que permiten analizar la viabilidad financiera de la planta.

Tabla 6-18 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta hidroeléctrica de 1000 MW.

Potencia (MW)	TIR (%)	VPN (MCOP)	ROI (%)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
1.000	9,0%	609.248	64,5%	75,7	0,020

Para el escenario de una planta hidroeléctrica de 1.000 MW, los resultados son favorables considerando que la TIR del proyecto (9,0%) es mayor que el WACC del mismo (8%) y a su vez, el valor presente neto del mismo indica que el proyecto tiene un valor de 609.248 Millones de pesos, ante lo cual conviene realizar dicha inversión. En cuanto se refiere al LCOE del proyecto este presenta un valor de 0,020 USD/kWh.

6.3. Análisis de sensibilidad

Para los diferentes escenarios analizados se establecieron sensibilidades a los parámetros de entrada considerados como los más influyentes y/o que estuviesen relacionados con cierta incertidumbre. De esta manera, se realizó un análisis de sensibilidad al CAPEX, al precio de los contratos de energía, a la Tasa Representativa del Mercado (TRM) y al WACC, estableciendo un rango de sensibilidad de $\pm 20\%$. A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

6.3.1. Sensibilidad al CAPEX

En la [Tabla 6-19](#) se presenta los resultados obtenidos a la sensibilidad del CAPEX, en donde se observa que el CAPEX presenta un comportamiento inversamente proporcional a la TIR, teniendo en cuenta que cuando el CAPEX aumenta la TIR disminuye y viceversa. Para los proyectos de 1 y 10 MW ante el aumento del CAPEX en un 20%, las inversiones continúan siendo rentables, mientras que, para los proyectos de 100 y 1.000 MW, en caso tal de aumentar la variable en un 20%, el proyecto no sería rentable debido a que la TIR tendría un valor inferior al WACC.

Adicionalmente, en la [Figura 6-8](#) se observa la variación porcentual con respecto al caso base para cada una de las potencias analizadas.

Tabla 6-19 Variación de la TIR realizando sensibilidad al CAPEX para plantas hidroeléctricas

Potencia (MW)	TIR (%) -20%CAPEX	TIR (%) BASE	TIR (%) +20%CAPEX	Δ TIR (%)
1	11,9%	9,8%	8,4%	-1,5% / 2,1%
10	11,5%	9,7%	8,5%	-1,3% / 1,8%
100	7,9%	6,5%	5,5%	-1,0% / 1,4%
1.000	10,5%	9,0%	7,8%	-1,1% / 1,5%

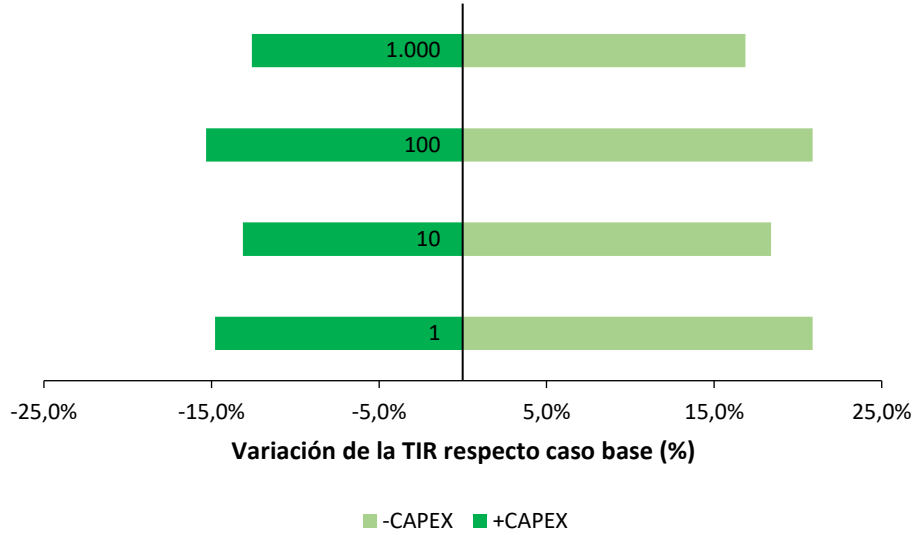


Figura 6-8 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad al CAPEX para plantas hidroeléctricas

Para los casos analizados se observa que, porcentualmente con respecto a la TIR base, la variación del CAPEX presenta una mayor incidencia sobre las plantas de 100 MW, seguidamente las plantas de 1 MW, posteriormente las de 10 MW y por último para las centrales de mayor tamaño (1.000 MW).

Asimismo, en cuanto se refiere al análisis del valor presente neto (Tabla 6-20) este también indica que ante la variación del CAPEX en un 20%, las plantas de 1 y 10 MW continúan siendo viables con respecto al caso base y de igual forma, las plantas de 100 y 1.000 MW no presentan resultados favorables, debido a que se obtienen valores menores a cero.

Tabla 6-20 Variación del VPN realizando sensibilidad al CAPEX para plantas hidroeléctricas

Potencia (MW)	VPN - 20%CAPEX (MCOP)	VPN BASE (MCOP)	VPN +20%CAPEX (MCOP)	Δ VPN (MCOP)
1	4.088	2.322	556	-1.766 / 1.766
10	34.709	20.482	6.255	-14.227 / 14.227
100	-6.277	-116.718	-227.159	-110.441 / 110.441
1.000	1.345.488	609.248	-126.993	-736.240 / 736.240

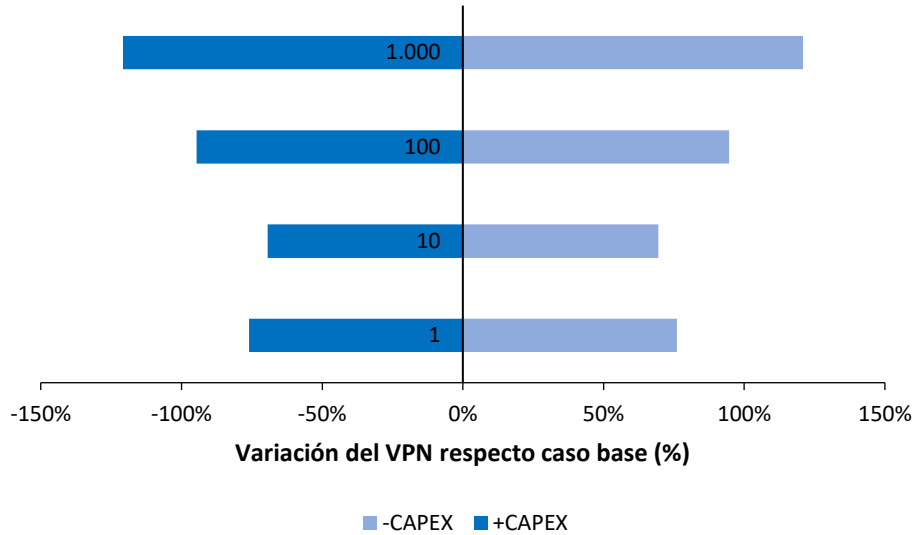


Figura 6-9 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad al CAPEX para plantas hidroeléctricas

Por su parte, con respecto a la influencia sobre el VPN para las potencias instaladas analizadas se observa en la Figura 6-9 que existe una mayor variación porcentual con respecto al caso base, en las plantas de 1.000 MW, seguidamente en las de 100 MW, posteriormente las de 1 MW y por último en las plantas de 10 MW.

6.3.2. Sensibilidad al Precio de los contratos de energía

En la Tabla 6-21 se presentan los resultados obtenidos a la sensibilidad del precio de la energía, en donde se observa que el precio presenta un comportamiento directamente proporcional a la TIR, teniendo en cuenta que cuando el precio aumenta la TIR también y viceversa. Para todos los casos analizados ante un aumento de un 20% en el precio de la energía, todas las inversiones resultan viables, mientras que, ante una disminución del precio de la energía, únicamente, conviene realizar las inversiones asociadas con el proyecto de 1 y 10 MW.

Adicionalmente, en la Figura 6-10 se observa la variación porcentual con respecto al caso base para cada una de las potencias analizadas.

Tabla 6-21 Variación de la TIR realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas hidroeléctricas

Potencia (MW)	TIR -20%PRECIO (%)	TIR BASE (%)	TIR +20%PRECIO (%)	Δ TIR (%)
1	8,0%	9,8%	11,5%	-1,8% / 1,7%
10	8,1%	9,7%	11,3%	-1,6% / 1,5%
100	4,0%	6,5%	8,5%	-2,5% / 1,9%
1.000	6,4%	9,0%	10,9%	-2,5% / 2,0%

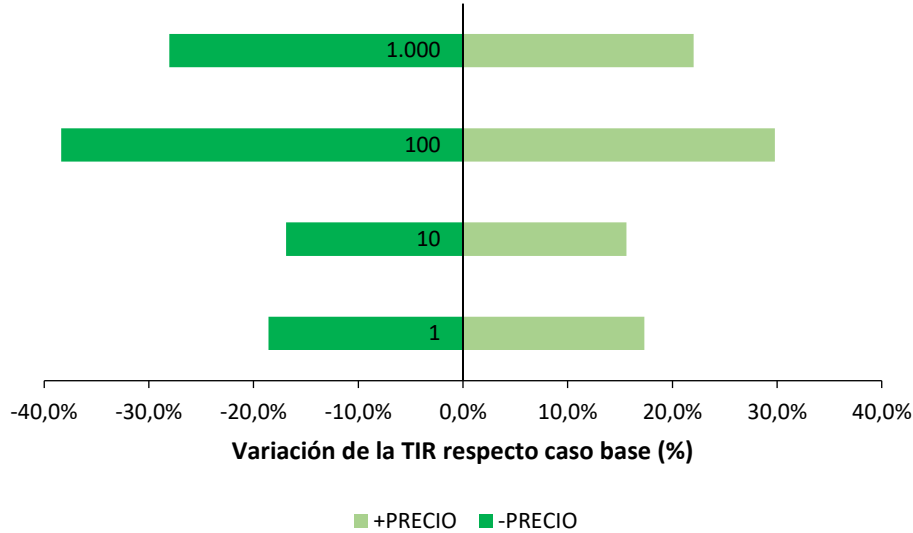


Figura 6-10 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas hidroeléctricas

Para los casos analizados se observa que, porcentualmente con respecto a la TIR base, la variación del precio presenta una mayor incidencia sobre las plantas de 100 MW, seguida de las plantas de 1.000 MW, posteriormente las de 1 MW y por último, para las centrales de 10 MW.

Asimismo, en cuanto se refiere al análisis del valor presente neto (Tabla 6-22) este también indica que ante la variación del precio en un 20%, todas las plantas son viables debido a que presentan valores mayores a cero. Por su parte, al disminuir el precio en un 20%, las plantas de 100 MW continúan siendo inviables al igual que en el caso base y las de 1.000 MW se inviabilizan dado que presentan un VPN menor a cero.

Tabla 6-22 Variación del VPN realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas hidroeléctricas

Potencia (MW)	VPN - 20%PRECIO (MCOP)	VPN BASE (MCOP)	VPN +20%PRECIO (MCOP)	Δ VPN (MCOP)
1	4	2.322	4.640	2.318 / -2.318
10	1.021	20.482	39.943	19.461 / -19.461
100	-276.100	-116.718	42.663	159.381 / -159.381
1.000	-856.509	609.248	2.075.004	1.465.757 / -1.465.757

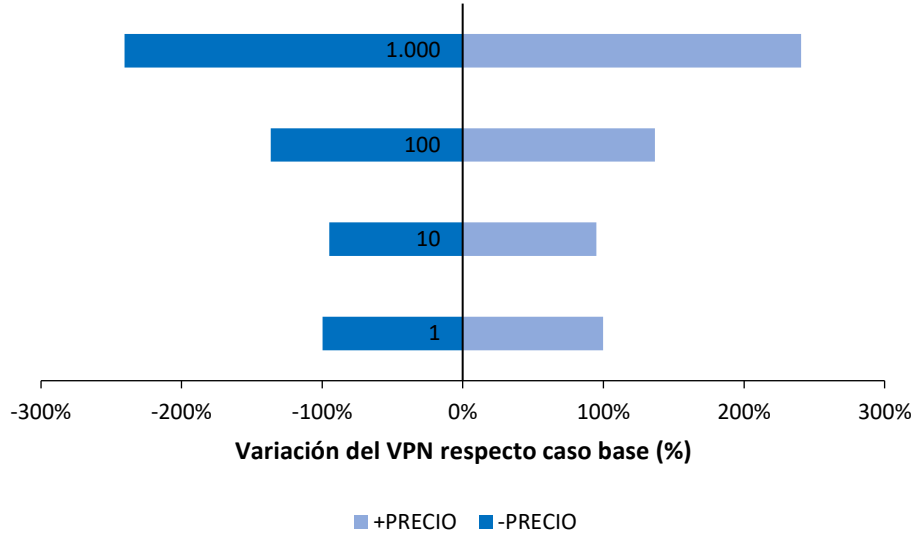


Figura 6-11 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas hidroeléctricas

Por su parte, con respecto a la influencia sobre el VPN para las potencias instaladas analizadas se observa en la Figura 6-11 que existe una mayor variación porcentual con respecto al caso base, en las plantas de 1.000 MW, seguidas de las de 100 MW, posteriormente las de 1 MW y por último en las plantas de 10 MW.

6.3.3. Sensibilidad a la Tasa Representativa del Mercado (TRM)

En la Tabla 6-23 se presentan los resultados obtenidos a la sensibilidad de la TRM, en donde se observa que la TRM presenta un comportamiento inversamente proporcional a la TIR, teniendo en cuenta que cuando el precio aumenta la TIR disminuye y viceversa. Adicionalmente, se resalta que al realizar sensibilidad a esta variable, influye directamente sobre el CAPEX y el OPEX, los cuales fueron ingresados en la moneda del dólar al modelo financiero. De esta manera, ante un aumento en un 20% de la TRM, las plantas de 1 y 10 MW continúan siendo viables, tal y como se presentó en el caso base. Por su parte, la planta de 1.000 MW, no se viabiliza, debido a que obtiene una TIR menor que el WACC de referencia, mientras que en el caso base, los resultados para la planta, eran favorables e indicaban que era conveniente realizar la inversión.

Adicionalmente, en la Figura 6-12 se observa la variación porcentual con respecto al caso base para cada una de las potencias analizadas.

Tabla 6-23 Variación de la TIR realizando sensibilidad a la TRM para plantas hidroeléctricas

Potencia (MW)	TIR -20%TRM (%)	TIR BASE (%)	TIR +20%TRM (%)	Δ TIR (%)
1	12,0%	9,8%	8,3%	-1,8% / 1,7%
10	11,7%	9,7%	8,3%	-1,6% / 1,5%

Potencia (MW)	TIR -20%TRM (%)	TIR BASE (%)	TIR +20%TRM (%)	Δ TIR (%)
100	8,1%	6,5%	5,3%	-2,5% / 1,9%
1.000	10,7%	9,0%	7,7%	-2,5% / 2,0%

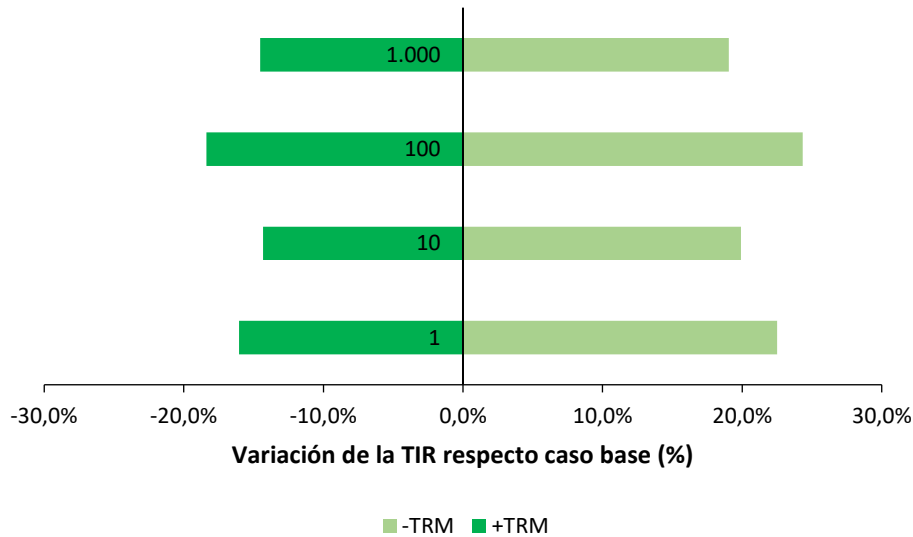


Figura 6-12 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad a la TRM para plantas hidroeléctricas

Para los casos analizados se observa que, porcentualmente con respecto a la TIR base, la variación del precio presenta una mayor incidencia sobre las plantas de 100 MW, seguidas de las plantas de 1 MW, posteriormente las de 1.000 MW y por último, para las centrales de 10 MW.

Asimismo, en cuanto se refiere al análisis del valor presente neto (Tabla 6-24) este también indica que ante el aumento de la TRM en un 20%, las plantas de 1 y 10 MW continúan siendo viables con relación al caso base, las de 1.000 MW se inviabilizan y las de 100 MW, se mantienen inviabilizadas.

Tabla 6-24 Variación del VPN realizando sensibilidad a la TRM para plantas hidroeléctricas

Potencia (MW)	VPN -20% TRM (MCOP)	VPN BASE (MCOP)	VPN +20%TRM (MCOP)	Δ VPN (MCOP)
1	4.272	2.322	372	-1.950 / 1.950
10	36.323	20.482	4.641	-15.841 / 15.841
100	9.033	-116.718	-242.469	-125.751 / 125.751
1.000	1.469.114	609.248	-250.618	-859.866 / 859.866

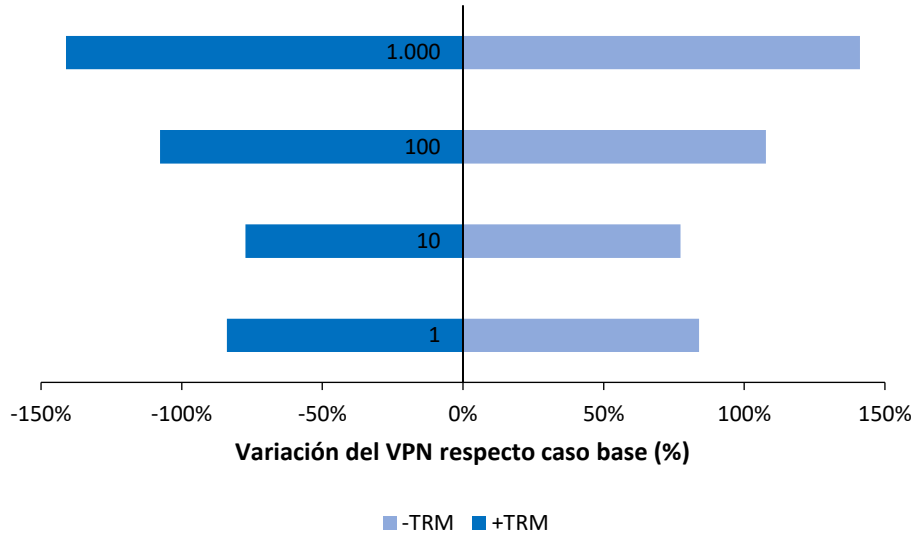


Figura 6-13 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad a la TRM para plantas hidroeléctricas

Por su parte, con respecto a la influencia sobre el VPN para las potencias instaladas analizadas se observa en la [Figura 6-13](#), que existe una mayor variación porcentual con respecto al caso base, en las plantas de 1.000 MW, seguidas de las de 100 MW, posteriormente las de 1 MW y por último en las plantas de 10 MW.

6.3.4. Sensibilidad al WACC

Al realizar un análisis de sensibilidad al WACC en un valor del 20%, se obtiene un WACC inferior de 6,4% y un WACC superior de 9,6%. De esta manera, se presenta en la [Figura 6-14](#) y en la [Figura 6-15](#), el comportamiento de la TIR base ante el cambio del WACC.

Para el primer caso, donde el WACC presenta un valor de 6,4%, todos los proyectos hidroeléctricos analizados, presentan viabilidad financiera.

Comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia

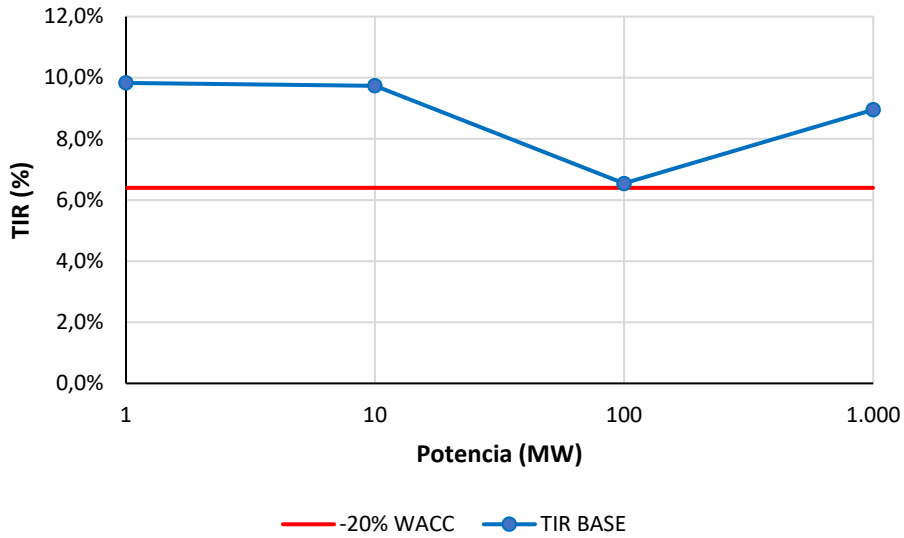


Figura 6-14 Sensibilidad al WACC para plantas hidroeléctricas – Límite Inferior

Por otra parte, cuando se presenta un WACC de 9,6%, las plantas de menor tamaño continúan siendo viables, mientras que los proyectos de 100 y 1.000 MW resultan inviables, al contar con valores de TIR de 6,54 % y 9,58%, respectivamente.

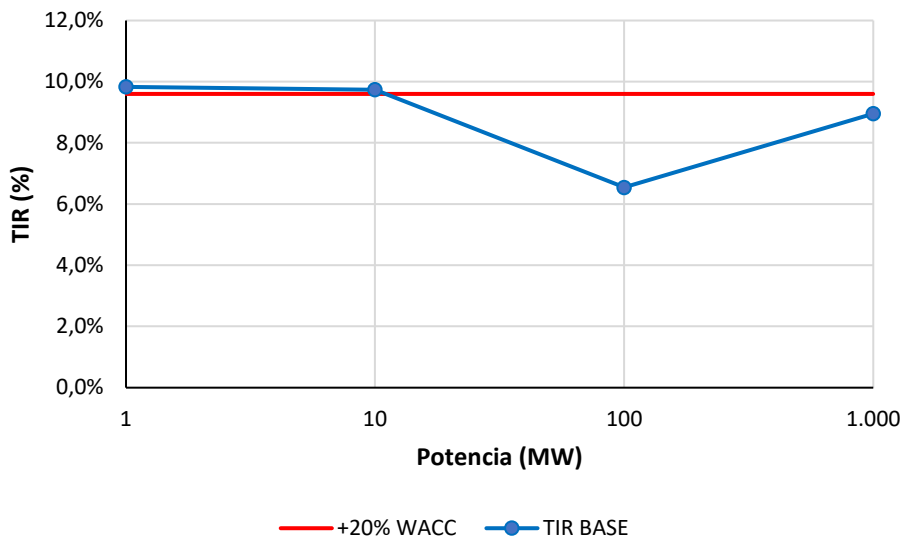


Figura 6-15 Sensibilidad al WACC para plantas hidroeléctricas – Límite superior

6.4. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se presentaron los parámetros de entrada que configuraron los modelos financieros para los cuatro escenarios analizados.

Adicionalmente, se presentaron los resultados obtenidos en el modelado financiero, en donde se observó que las plantas hidroeléctricas de 1, 10 y 1.000 MW, resultan viables ante un escenario típico del sector eléctrico colombiano, el cual se ha configurado con las condiciones históricas del mismo y bajo parámetros financieros y económicos conservadores y referenciados en la literatura. Por su parte, la capacidad de 100 MW no resulta viable bajo las condiciones típicas reportadas. Se resalta, que en los resultados obtenidos se presentan para cada caso analizado los indicadores de decisión financiera, como son el valor presente neto y la TIR, y en adición, se presenta el costo nivelado de la energía, el cual permitirá elaborar la comparación de tecnologías en el Capítulo 8.

De la misma forma, en el capítulo se desarrolla un análisis de sensibilidad a las variables del CAPEX, precio de los contratos de energía, Tasa Representativa del Mercado (TRM) y al WACC. Entre las variables a las que se les realizó dicho análisis, fue el precio de los contratos de energía el que propició una mayor sensibilidad ante los resultados obtenidos en las variables de decisión y por su parte, el CAPEX, fue la variable que representó una menor sensibilidad en las variables de decisión.

En el siguiente capítulo se presenta la configuración del modelado financiero para los casos relacionados con la tecnología fotovoltaica y se presentan los resultados obtenidos para cada uno de ellos.

Capítulo 7. Evaluación financiera de proyectos fotovoltaicos

Se evaluarán financieramente cuatro casos de proyectos fotovoltaicos con diferentes potencias instaladas, entre las cuales se han seleccionado valores de 1 MW, 10 MW, 100 MW y 1.000 MW, con la finalidad de considerar los diferentes tipos de plantas que se encuentran en construcción en Colombia o que ya se encuentran operando alrededor del mundo. A continuación, se presentan los parámetros que serán utilizados en las modelaciones y los resultados obtenidos para cada uno de los casos analizados.

7.1. Definición de parámetros de entrada al modelo financiero

7.1.1. Supuestos utilizados en el modelado financiero

A continuación, en la [Tabla 7-1](#) se presentan los supuestos financieros y macroeconómicos que comparten las cuatro evaluaciones financieras:

Tabla 7-1 Supuestos financieros y macroeconómicos para las evaluaciones financieras

Parámetro	Valor	Unidades	Referencia
Depreciación de activos	5	%	Línea recta - (Congreso de la República de Colombia, 2016)
	20	%	Acelerada - (Congreso de la República de Colombia, 2014)
Índice de precios al Consumidor (IPC)	3%	%	IPC Meta 2010-2021 - (Banco de la República de Colombia, 2021a)
Tasa Representativa del Mercado (TRM)	3.500	COP	Promedio aproximado años 2019-2021 (Banco de la República de Colombia, 2021b)
Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)	8	%	Se utilizará un valor promedio de 8% (ver Tabla 7-4)
Tasa de impuestos a la renta	33	%	(Congreso de la República de Colombia, 2018)

En cuanto se refiere a la definición de la energía media y la energía firme de las plantas fotovoltaicas, al no contar con registros históricos consistentes, se decidió utilizar valores promedios definidos en la literatura para la definición del factor de planta (ver [Tabla 7-2](#)) y para la ENFICC, se utilizará para los cuatro casos a evaluar, la energía firme reportada por las plantas de El Paso y La Loma, pertenecientes a la empresa ENEL y que participaron de la subasta realizada en el año 2019.

Tabla 7-2 Valores de referencia para el factor de planta de proyectos fotovoltaicos

Factor de planta (%)	Referencia
16,1	(IRENA, 2021b)
21-34	(LAZARD, 2020)
21	(IEA, 2020a)
21,6	(NREL, 2021b)

A partir de los valores de factor de planta reportados en la literatura para proyectos fotovoltaicos se decidió utilizar un factor de planta de 20% para todos los casos. En cuanto se refiere a la energía firme ofertada por las plantas fotovoltaicas se utilizará un valor de 14 % para todas las plantas, esto debido a que es un valor similar al ofertado por las plantas El Paso y La Loma en la subasta realizada en el año de 2019 (Tabla 7-3).

Tabla 7-3 ENFICC declarada por las plantas fotovoltaicas El Paso y La Loma en la subasta de 2019.

Elaboración propia a partir de datos publicados por XM (XM S.A. E.S.P., 2019).

Planta	Potencia (MW)	ENFICC (GWh/día)	ENFICC/GP
El Paso	68	0,24	15%
La Loma	170	0,52	13%

Adicionalmente, la Tabla 7-4 presenta valores de referencia para el WACC según diferentes autores, a partir de los cuales se estableció un valor de 8%.

Tabla 7-4 Valores de referencia para el WACC

WACC (%)	Referencia
7,5	OECD Countries - (IRENA, 2021b)
7,9	(UPME, 2015)
5-10	(Lanshina et al., 2018)
7	(Aghahosseini et al., 2019)
7	(Timmerberg et al., 2019)
8	(Zappa et al., 2019)
8,3	(Castillo-Ramírez et al., 2016)
6-9	Hidroeléctrico y Fotovoltaico (Oxera Consulting Ltd, 2011)

A partir de la experiencia en el desarrollo de este tipo de proyectos y considerando la economía de escala que existe dependiendo de la potencia instalada para los proyectos de generación fotovoltaica se decidió establecer un valor de CAPEX acorde a lo establecido en la Tabla 7-5 y que disminuya con respecto al aumento de la potencia instalada. De esta manera, se presenta en la Tabla 7-6 los valores que serán utilizados en las simulaciones financieras.

Tabla 7-5 Valores de referencia para el CAPEX y el OPEX de plantas fotovoltaicas

CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW-yr)	Referencia
883	10-18	(IRENA, 2021b)
900	9,50-13	(LAZARD, 2020)
840	17,52	(IEA, 2021)
1.248	15,33	(EIA, 2021a)
940	17	(NREL, 2021b)

Tabla 7-6 CAPEX seleccionado para llevar a cabo las modelaciones financieras de las plantas fotovoltaicas

Potencia (MW)	CAPEX (USD/kW)
1	1.000
10	900
100	800
1.000	700

De la misma forma, se decidió utilizar un valor de operación y mantenimiento constante de 10 USD/kWh para cada uno de los casos analizados.

Por otra parte, el periodo de construcción se definió según la experiencia desarrollada en este tipo de proyectos y a partir de lo establecido en la literatura para diferentes potencias instaladas. De esta manera, en la [Tabla 7-7](#) se presentan algunos periodos de construcción establecidos en la literatura y se establecen los periodos de construcción que serán utilizados en el modelado financiero. Se resalta que se asumen desembolsos distribuidos equitativamente durante el periodo de construcción (IEA, 2020a).

Tabla 7-7 Valores de referencia para los periodos de construcción de plantas fotovoltaicas

Periodo de construcción (Años)	Referencia
1	(IEA, 2020a)
2	150 MW - (EIA, 2021a)
1	20-150 MW - (Castillo-Ramírez et al., 2016; UPME; Universidad de Antioquia, 2015)
1	(Zappa et al., 2019)

Tabla 7-8 Periodos de construcción seleccionados para llevar a cabo el modelado financiero de las plantas fotovoltaicas

Potencia (MW)	Periodo de construcción (Años)
1	1
10	1
100	2
1.000	3

Asimismo, se presenta en la [Tabla 7-9](#) los horizontes de simulación o vida útil de los proyectos que se encuentran en la literatura y en la tabla se especifican los horizontes que serán utilizados en la evaluación financiera.

Tabla 7-9 Valores de referencia para horizontes financieros de plantas fotovoltaicas

Horizonte (Años)	Referencia
25	(IRENA, 2021b)
30	(IEA, 2020a)
30	(LAZARD, 2020)
30	(Castillo-Ramírez et al., 2016; UPME; Universidad de Antioquia, 2015)
30	(NREL, 2021b)
30-40	(Tran & Smith, 2018)
25	(Blakers et al., 2017)
25	(Zappa et al., 2019)

Tabla 7-10 Horizontes financieros seleccionados para llevar a cabo las simulaciones financieras de las plantas fotovoltaicas

Potencia (MW)	Horizonte (Años)
1	30
10	30
100	30
1.000	30

Adicionalmente, se presenta en la [Tabla 7-11](#) un resumen de los parámetros de entrada que serán utilizados en cada una de las modelaciones financieras.

Tabla 7-11 Parámetros a utilizar en las modelaciones financieras de las plantas fotovoltaicas

Parámetro	Valor				Unidades
	1	10	100	1.000	
Capacidad Instalada	1	10	100	1.000	(MW)
Energía media/Generación Potencial	20	20	20	20	%
ENFICC/Generación Potencial	14	14	14	14	%
CAPEX	1.000	900	800	700	USD/kW
OPEX	10	10	10	10	USD/kW
Construcción	1	1	2	3	Años
Horizonte	30	30	30	30	Años

7.2. Resultados del modelado financiero

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los cuatro casos analizados:

7.2.1. Plantas fotovoltaicas con potencia instalada de 1 MW

En la [Figura 7-1](#) se presenta el flujo de caja libre en un horizonte de 30 años para una planta fotovoltaica con potencia instalada de 1 MW y bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano. Se resalta que los flujos han sido proyectados de forma anual.

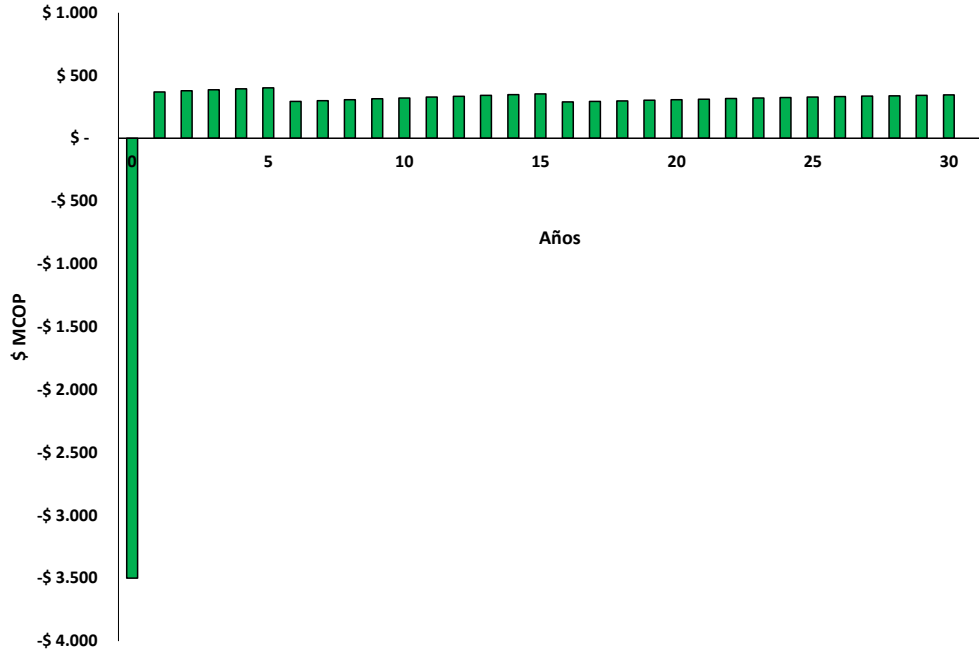


Figura 7-1 Flujo de caja libre para una planta fotovoltaica de 1 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano

Adicionalmente, en la [Tabla 7-12](#) se presentan los resultados obtenidos que permiten analizar la viabilidad financiera de la planta.

Tabla 7-12 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta fotovoltaica de 1 MW.

Potencia (MW)	TIR (%)	VPN (MCOP)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
1	9,1%	343	185,7	0,053

Para el escenario de una planta fotovoltaica de 1 MW, los resultados son favorables considerando que la TIR del proyecto (9,1%) es mayor que el WACC del mismo (8%) y a su vez, el valor presente neto del mismo indica que el proyecto tiene un valor de 343 Millones de pesos, ante lo cual conviene realizar dicha inversión. En cuanto se refiere al LCOE del proyecto este presenta un valor de 0,053 USD/kWh.

7.2.2. Plantas fotovoltaicas con potencia instalada de 10 MW

En la [Figura 7-2](#) se presenta el flujo de caja libre en un horizonte de 30 años para una planta fotovoltaica con potencia instalada de 10 MW y bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano. Se resalta que los flujos han sido proyectados de forma anual.

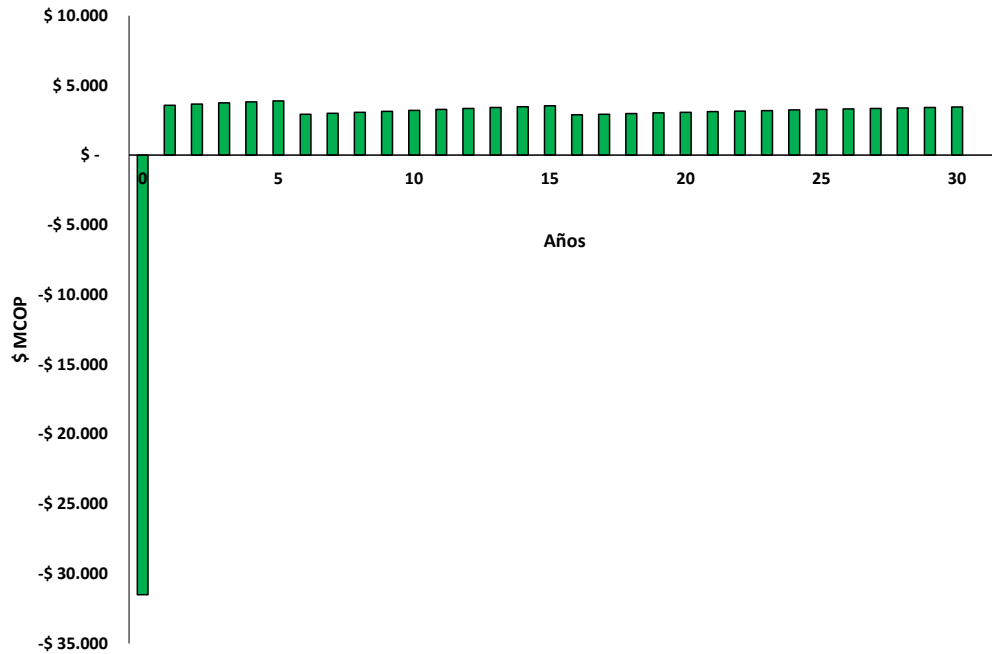


Figura 7-2 Flujo de caja libre para una planta fotovoltaica de 10 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano

Adicionalmente, en la [Tabla 7-13](#) se presentan los resultados obtenidos que permiten analizar la viabilidad financiera de la planta.

Tabla 7-13 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta fotovoltaica de 10 MW.

Potencia (MW)	TIR (%)	VPN (M COP)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
10	10,2%	6.456	167,1	0,044

Para el escenario de una planta fotovoltaica de 10 MW, los resultados son favorables considerando que la TIR del proyecto (10,2%) es mayor que el WACC del mismo (8%) y a su vez, el valor presente neto del mismo indica que el proyecto tiene un valor de 6.456 Millones de pesos, ante lo cual conviene realizar dicha inversión. En cuanto se refiere al LCOE del proyecto este presenta un valor de 0,044 USD/kWh.

7.2.3. Plantas fotovoltaicas con potencia instalada de 100 MW

En la [Figura 7-3](#) se presenta el flujo de caja libre en un horizonte de 30 años para una planta fotovoltaica con potencia instalada de 100 MW y bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano. Se resalta que los flujos han sido proyectados de forma anual.

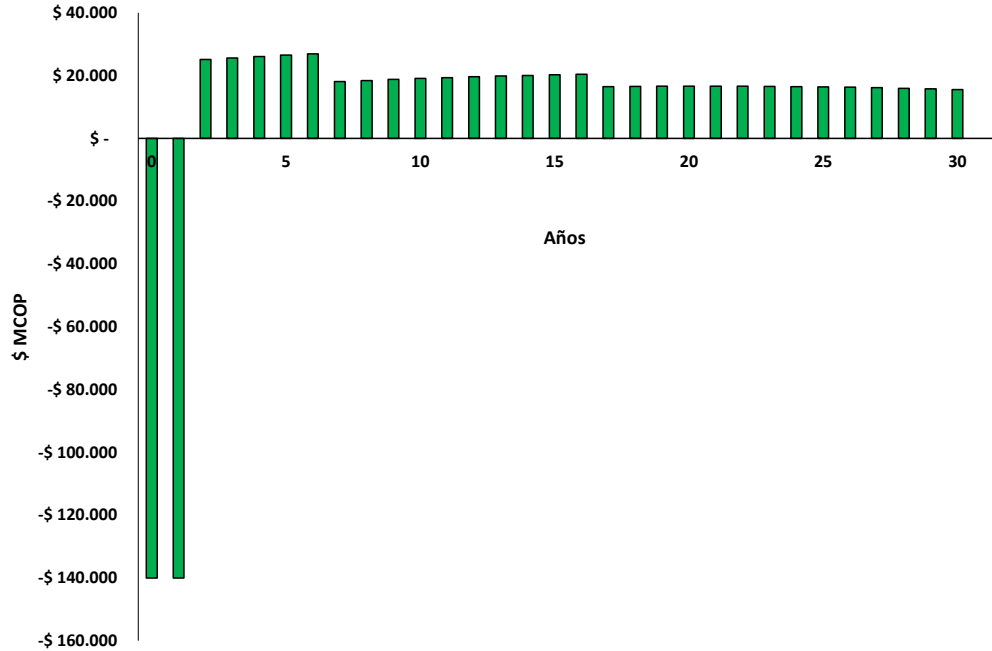


Figura 7-3 Flujo de caja libre para una planta fotovoltaica de 100 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano

Adicionalmente, en la [Tabla 7-14](#) se presentan los resultados obtenidos que permiten analizar la viabilidad financiera de la planta.

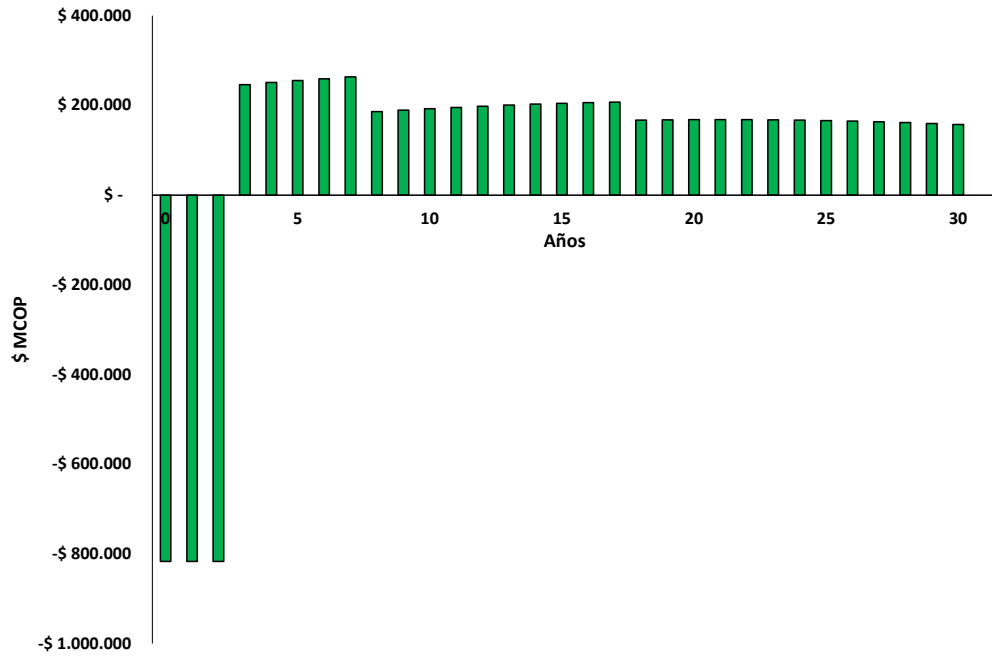
Tabla 7-14 Resultados obtenidos en la modelación financiera para una planta fotovoltaica de 100 MW.

Potencia (MW)	TIR (%)	VPN (MCOP)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
1	5,7%	-52.789	142,4	0,037

Para el escenario de una planta fotovoltaica de 100 MW, los resultados no son favorables considerando que la TIR del proyecto (5,7%) es menor que el WACC del mismo (8%) y a su vez, el valor presente neto del mismo indica que el proyecto tiene un valor negativo de -52.789 Millones de pesos, ante lo cual no es conveniente realizar dicha inversión. En cuanto se refiere al LCOE del proyecto este presenta un valor de 0,037 USD/kWh.

7.2.4. Plantas fotovoltaicas con potencia instalada de 1.000 MW

En la [Figura 7-4](#) se presenta el flujo de caja libre en un horizonte de 30 años para una planta fotovoltaica con potencia instalada de 1.000 MW y bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano. Se resalta que los flujos han sido proyectados de forma anual.



[Figura 7-4](#) Flujo de caja libre para una planta fotovoltaica de 1.000 MW bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano

Adicionalmente, en la [Tabla 7-15](#) se presentan los resultados obtenidos que permiten analizar la viabilidad financiera de la planta.

[Tabla 7-15](#) Resultados obtenidos para una planta fotovoltaica de 1.000 MW.

Potencia (MW)	TIR (%)	VPN (MCOP)	ROI (%)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
1.000	6,6%	-277.536	15,4%	119,5	0,031

Para el escenario de una planta fotovoltaica de 1.000 MW, los resultados no son favorables considerando que la TIR del proyecto (6,6%) es menor que el WACC del mismo (8%) y a su vez, el valor presente neto del mismo indica que el proyecto tiene un valor negativo de -277.536 Millones de pesos, ante lo cual no es conveniente realizar dicha inversión. En cuanto se refiere al LCOE del proyecto este presenta un valor de 0,031 USD/kWh.

7.3. Análisis de sensibilidad

Para los diferentes escenarios analizados se establecieron sensibilidades a los parámetros de entrada considerados como los más influyentes y/o que estuviesen relacionados con cierta incertidumbre. De esta manera, se realizó un análisis de sensibilidad al CAPEX, al precio de los contratos de energía, a la Tasa Representativa del Mercado (TRM) y al WACC, estableciendo un rango de sensibilidad de $\pm 20\%$. A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

7.3.1. Sensibilidad al CAPEX

En la [Tabla 7-16](#) se presenta los resultados obtenidos a la sensibilidad del CAPEX, en donde se observa que el CAPEX presenta un comportamiento inversamente proporcional a la TIR, teniendo en cuenta que cuando el CAPEX aumenta la TIR disminuye y viceversa. Para la planta de 10 MW ante el aumento del CAPEX en un 20%, la inversión continúa siendo rentable, mientras que, para la planta de 1 MW, el aumento del CAPEX ocasiona que la no viabilidad con respecto a lo ocurrido en el caso base. De la misma forma, las plantas de 100 y 1.000 MW continúan siendo inviables, tal y como se presentó en el caso base.

Adicionalmente, en la [Figura 7-5](#) se observa la variación porcentual con respecto al caso base para cada una de las potencias analizadas.

Tabla 7-16 Variación de la TIR realizando sensibilidad al CAPEX para plantas fotovoltaicas

Potencia (MW)	TIR (%) -20% CAPEX	TIR (%) BASE	TIR (%) +20% CAPEX	Δ TIR (%)
1	11,5%	9,1%	7,3%	-1,8% / 2,5%
10	12,8%	10,2%	8,3%	-1,9% / 2,6%
100	7,7%	5,7%	4,2%	-1,5% / 2,0%
1.000	8,7%	6,6%	5,1%	-1,6% / 2,1%

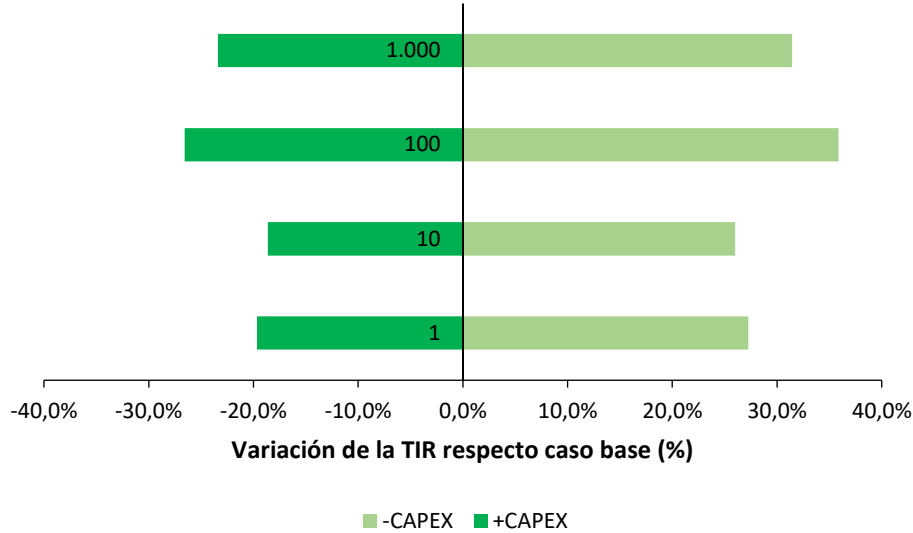


Figura 7-5 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad al CAPEX para plantas fotovoltaicas

Para los casos analizados se observa que, porcentualmente con respecto a la TIR base, la variación del CAPEX presenta una mayor incidencia sobre las plantas de 100 MW, seguidamente las plantas de 1.000 MW, posteriormente las de 1 MW y por último para las centrales de 10 MW.

Asimismo, en cuanto se refiere al análisis del valor presente neto (Tabla 7-17) este también indica que ante la variación del CAPEX en un 20%, la planta de 10 MW continúa siendo viable con respecto al caso base y de igual forma, las plantas de 1, 100 y 1.000 MW no presentan resultados favorables, debido a que se obtienen valores menores a cero.

Tabla 7-17 Variación del VPN realizando sensibilidad al CAPEX para plantas fotovoltaicas

Potencia (MW)	VPN - 20%CAPEX (MCOP)	VPN BASE (MCOP)	VPN +20%CAPEX (MCOP)	Δ VPN (MCOP)
1	951	343	-265	-608 / 608
10	11.926	6.456	986	-5.470 / 5.470
100	-5.695	-52.789	-99.883	-47.094 / 47.094
1.000	97.370	-277.536	-676.784	-399.248 / 374.906

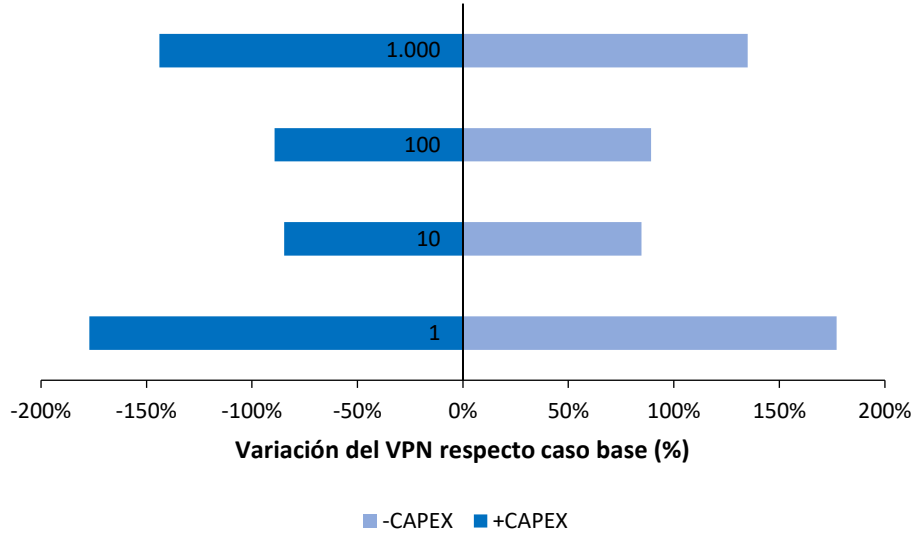


Figura 7-6 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad al CAPEX para plantas fotovoltaicas

Por su parte, con respecto a la influencia sobre el VPN para las potencias instaladas analizadas se observa en la Figura 7-6, que existe una mayor variación porcentual con respecto al caso base, en las plantas de 1 MW, seguidamente en las de 1.000 MW, posteriormente las de 100 MW y por último en las plantas de 10 MW.

7.3.2. Sensibilidad al Precio de los contratos de energía

En la Tabla 7-18 se presentan los resultados obtenidos a la sensibilidad del precio de la energía, en donde se observa que el precio presenta un comportamiento directamente proporcional a la TIR, teniendo en cuenta que cuando el precio aumenta la TIR también y viceversa. Para todos los casos analizados ante una disminución del precio de venta en un 20%, todas las inversiones resultan inviables.

Adicionalmente, en la Figura 7-7 se observa la variación porcentual con respecto al caso base para cada una de las potencias analizadas.

Tabla 7-18 Variación de la TIR realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas fotovoltaicas

Potencia (MW)	TIR - 20%PRECIO (%)	TIR BASE (%)	TIR +20%PRECIO (%)	Δ TIR (%)
1	6,6%	9,1%	11,3%	-2,4% / 2,2%
10	7,6%	10,2%	12,6%	-2,6% / 2,4%
100	1,6%	5,7%	8,8%	-4,1% / 3,1%
1.000	2,5%	6,6%	9,8%	-4,1% / 3,1%

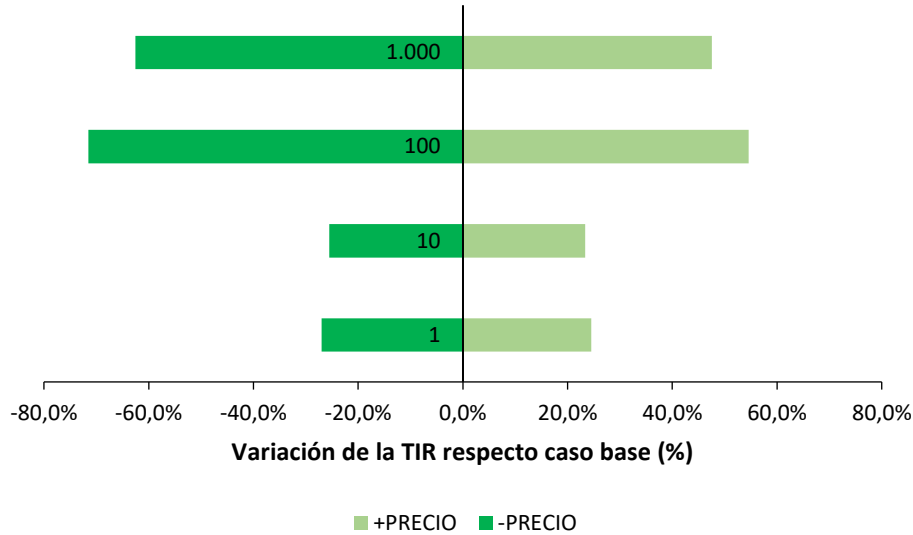


Figura 7-7 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas fotovoltaicas

Para los casos analizados se observa que, porcentualmente con respecto a la TIR base, la variación del precio presenta una mayor incidencia sobre las plantas de 100 MW, seguidamente las plantas de 1.000 MW, posteriormente las de 1 MW y por último, para las centrales de 10 MW.

Asimismo, en cuanto se refiere al análisis del valor presente neto (Tabla 7-19) este también indica que ante la variación del precio en un 20%, todas las plantas son viables debido a que presentan valores mayores a cero. Por su parte, al disminuir el precio en un 20%, las plantas de 100 MW continúan siendo inviable al igual que en el caso base y la de 1.000 MW, se inviabiliza considerando que presenta un VPN menor a cero.

Tabla 7-19 Variación del VPN realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas fotovoltaicas

Potencia (MW)	VPN - 20%PRECIO (MCOP)	VPN BASE (MCOP)	VPN +20%PRECIO (MCOP)	Δ VPN (MCOP)
1	-418	343	1.104	761 / -761
10	-1.150	6.456	14.063	7.607 / -7.607
100	-124.479	-52.789	18.902	71.691 / -71.691
1.000	-952.261	-277.536	397.190	674.725 / -674.725

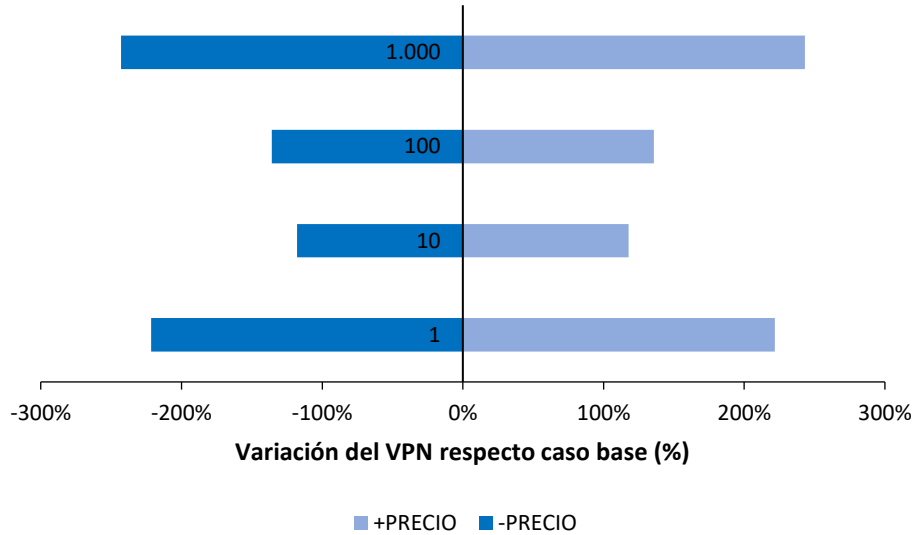


Figura 7-8 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad al precio de la energía para plantas fotovoltaicas

Por su parte, con respecto a la influencia sobre el VPN para las potencias instaladas analizadas se observa en la Figura 7-8, que existe una mayor variación porcentual con respecto al caso base, en las plantas de 1.000 MW, seguidamente en las de 1 MW, posteriormente las de 100 MW y por último en las plantas de 10 MW.

7.3.3. Sensibilidad a la Tasa Representativa del Mercado (TRM)

En la Tabla 7-20 se presentan los resultados obtenidos a la sensibilidad de la TRM, en donde se observa que la TRM presenta un comportamiento inversamente proporcional a la TIR, teniendo en cuenta que cuando la TRM aumenta la TIR disminuye y viceversa. Ante un aumento en un 20% de la TRM, siendo viable únicamente la inversión de la planta de 1 MW, mientras que las demás no resultan viables.

Adicionalmente, en la Figura 7-9 se observa la variación porcentual con respecto al caso base para cada una de las potencias analizadas.

Tabla 7-20 Variación de la TIR realizando sensibilidad a la TRM para plantas fotovoltaicas

Potencia (MW)	TIR -20%TRM (%)	TIR BASE (%)	TIR +20%TRM (%)	Δ TIR (%)
1	11,8%	9,1%	7,1%	-2,0% / 2,8%
10	13,1%	10,2%	8,0%	-2,1% / 3,0%
100	8,1%	5,7%	3,8%	-1,9% / 2,4%
1.000	9,1%	6,6%	4,7%	-1,9% / 2,5%

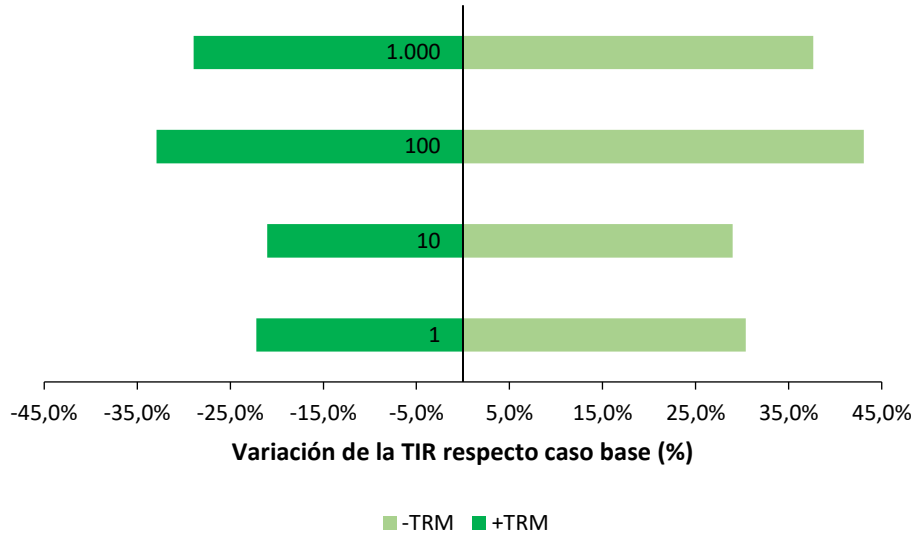


Figura 7-9 Variación porcentual de la TIR con respecto al caso base realizando sensibilidad a la TRM para plantas fotovoltaicas

Para los casos analizados se observa que, porcentualmente con respecto a la TIR base, la variación del precio presenta una mayor incidencia sobre las plantas de 100 MW, seguidamente las plantas de 1.000 MW, posteriormente las de 1 MW y por último, para las centrales de 10 MW.

Asimismo, en cuanto se refiere al análisis del valor presente neto (Tabla 7-21) este también indica que ante el aumento de la TRM en un 20%, la inversión relacionada con la planta de 10 MW es la única que resulta viable.

Tabla 7-21 Variación del VPN realizando sensibilidad a la TRM para plantas fotovoltaicas

Potencia (MW)	VPN - 20%TRM (MCOP)	VPN BASE (MCOP)	VPN +20%TRM (MCOP)	Δ VPN (MCOP)
1	1.034	343	-348	-691 / 691
10	12.756	6.456	157	-6.299 / 6.299
100	2.109	-52.789	-107.687	-54.898 / 54.898
1.000	195.094	-277.536	-750.165	-472.630 / 472.630

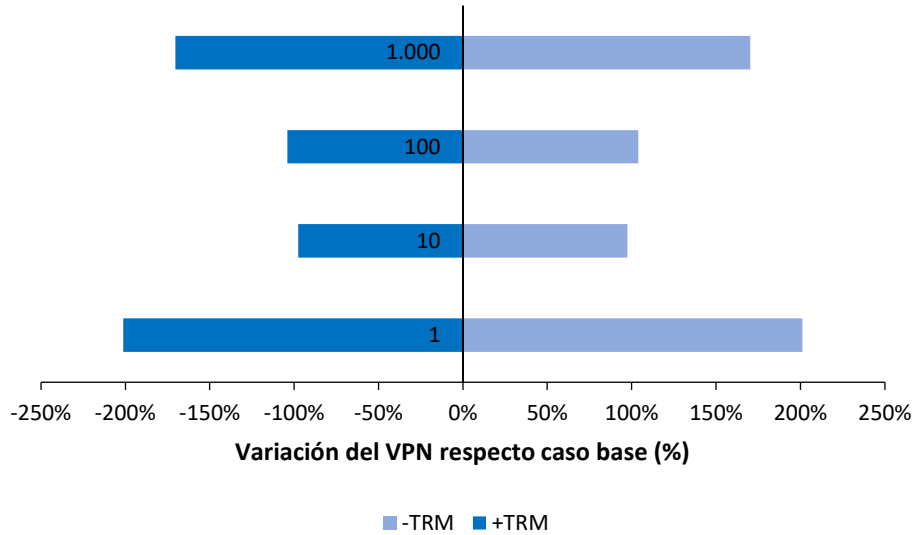


Figura 7-10 Variación porcentual del VPN respecto al caso base realizando sensibilidad a la TRM para plantas fotovoltaicas

Por su parte, con respecto a la influencia sobre el VPN para las potencias instaladas analizadas se observa en la [Figura 7-10](#), que existe una mayor variación porcentual con respecto al caso base, en las plantas de 1 MW, seguidamente en las de 1.000 MW, posteriormente las de 100 MW y por último en las plantas de 10 MW.

7.3.4. Sensibilidad al WACC

Al realizar un análisis de sensibilidad al WACC en un valor del 20%, se obtiene un WACC inferior de 6,4% y un WACC superior de 9,6%. De esta manera, se presenta en la [Figura 7-11](#) y en la [Figura 7-12](#), el comportamiento de la TIR base ante el cambio del WACC.

Para el primer caso, donde el WACC presenta un valor de 6,4%, las plantas fotovoltaicas de 1, 10 y 1.000 MW resultan viables, mientras que la planta de 100 MW no es financieramente conveniente.

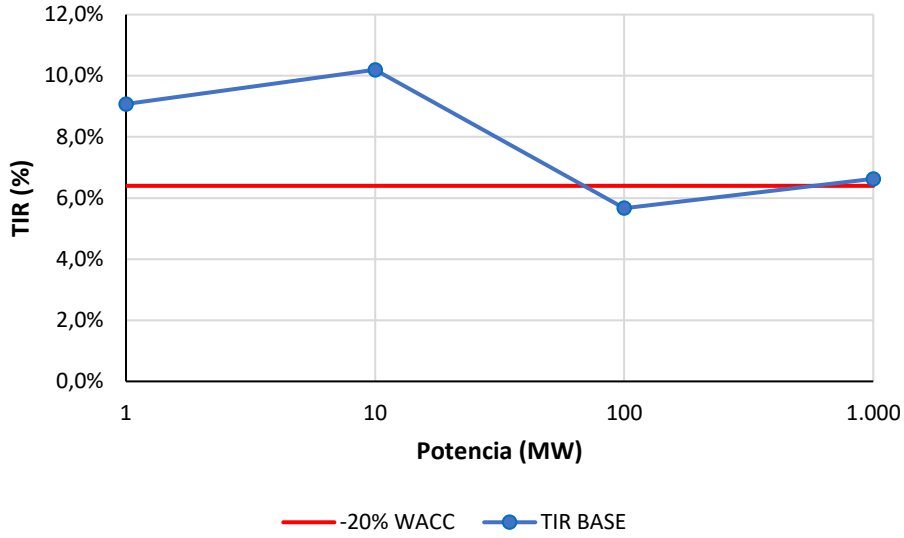


Figura 7-11 Sensibilidad al WACC para plantas fotovoltaicas – Límite Inferior

Por otra parte, cuando se presenta un WACC de 9,6%, únicamente resulta financieramente viable realizar la inversión de la planta de 10 MW, mientras que las demás no cumplen con el criterio de viabilidad.

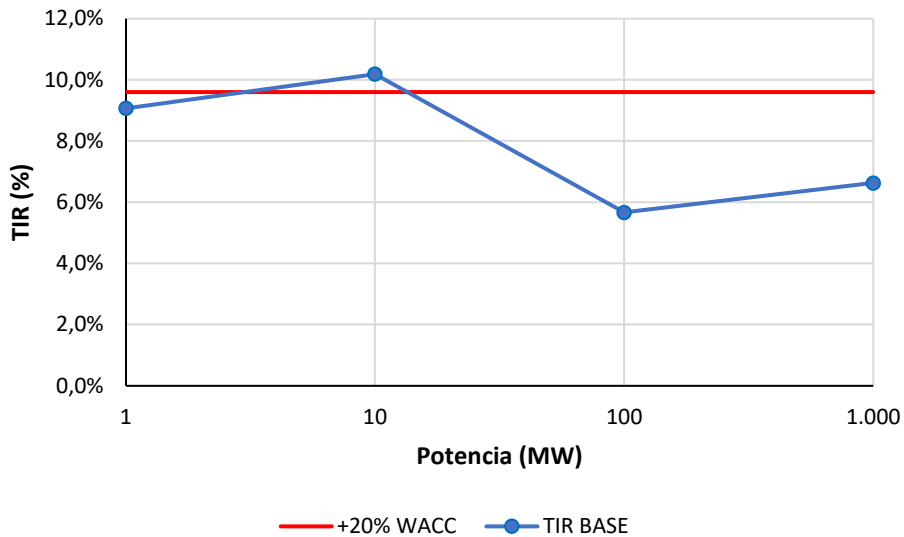


Figura 7-12 Sensibilidad al WACC para plantas fotovoltaicas – Límite superior

7.4. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se presentaron los parámetros de entrada que configuraron los modelos financieros para los cuatros escenarios analizados.

Adicionalmente, se presentaron los resultados obtenidos en el modelado financiero, en donde, se observó que las plantas fotovoltaicas de 1 y 10 MW resultan viables ante un escenario típico del sector eléctrico colombiano, el cual se ha configurado con las condiciones históricas del mismo y bajo parámetros financieros y económicos conservadores y referenciados en la literatura. Por su parte, las plantas fotovoltaicas de 100 y 1.000 MW no resultan viables bajo las condiciones típicas reportadas. Se resalta, que en los resultados obtenidos se presentan para cada caso analizado los indicadores de decisión financiera como lo son el valor presente neto y la TIR, y en adición, se presenta el costo nivelado de la energía, el cual permitirá elaborar la comparación de tecnologías en el Capítulo 8.

De la misma forma, en el capítulo se desarrolla un análisis de sensibilidad a las variables del CAPEX, precio de los contratos de energía, Tasa Representativa del Mercado (TRM) y al WACC. Entre las variables a las que se les realizó dicho análisis, fue el precio de los contratos de energía el que propició una mayor sensibilidad ante los resultados obtenidos en las variables de decisión y por su parte, el CAPEX, fue la variable que representó una menor sensibilidad en las variables de decisión.

En el siguiente capítulo se presenta la comparación de los resultados obtenidos para cada una de las tecnologías analizadas.

Capítulo 8. Comparación de resultados

A continuación, se presenta una tabla resumen que contiene los resultados obtenidos en el modelado financiero para cada uno de los ocho (8) casos bases y los principales supuestos considerados en la evaluación (ver [Tabla 8-1](#)).

Tabla 8-1 Resultados obtenidos en las simulaciones financieras para 8 plantas

Tecnología	Potencia (MW)	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW-año)	Construcción (años)	Horizonte (años)	TIR (%)	VPN (MCOP)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
Fotovoltaico	1	1.000	10	1	30	9,1%	343	185,7	0,053
Fotovoltaico	10	900	10	1	30	10,2%	6.456	167,1	0,044
Fotovoltaico	100	800	10	2	30	5,7%	-52.789	142,4	0,037
Fotovoltaico	1.000	700	10	3	30	6,6%	-277.536	119,5	0,031
Hidroeléctrico	1	3.000	20	2	50	9,8%	2.322	174,7	0,046
Hidroeléctrico	10	2.500	20	2	50	9,7%	20.482	151,2	0,040
Hidroeléctrico	100	2.000	20	3	50	6,5%	-116.718	134,7	0,035
Hidroeléctrico	1.000	1.500	20	7	50	9,0%	609.248	75,7	0,020

Adicionalmente, se presenta la [Figura 8-1](#), la [Figura 8-2](#), y la [Figura 8-3](#), donde se relaciona el comportamiento de las variables TIR, VPN y LCOE, respectivamente, para cada uno de los tipos de plantas analizados.

La [Figura 8-1](#) muestra el comportamiento de la TIR con respecto a las diferentes potencias analizadas, se observa que las plantas hidroeléctricas presentan una mayor TIR para los casos de 1, 100 y 1.000 MW, mientras que las plantas fotovoltaicas presentan un mejor comportamiento en las plantas de 10 MW. En cuanto se refiere a los casos de estudio de los proyectos de 10 MW, los proyectos fotovoltaicos tienen la ventaja financiera de que cuentan con los beneficios tributarios relacionados en la Ley 1715 de 2014, mientras que los hidroeléctricos no. Por su parte, en cuanto se refiere al VPN, se refleja un comportamiento lógico en donde debido a que los proyectos hidroeléctricos presentan un mayor factor de planta, por lo tanto, mayores ingresos, ocasionando que los valores sean más altos (valor absoluto) para estos proyectos que para los fotovoltaicos.

Comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia

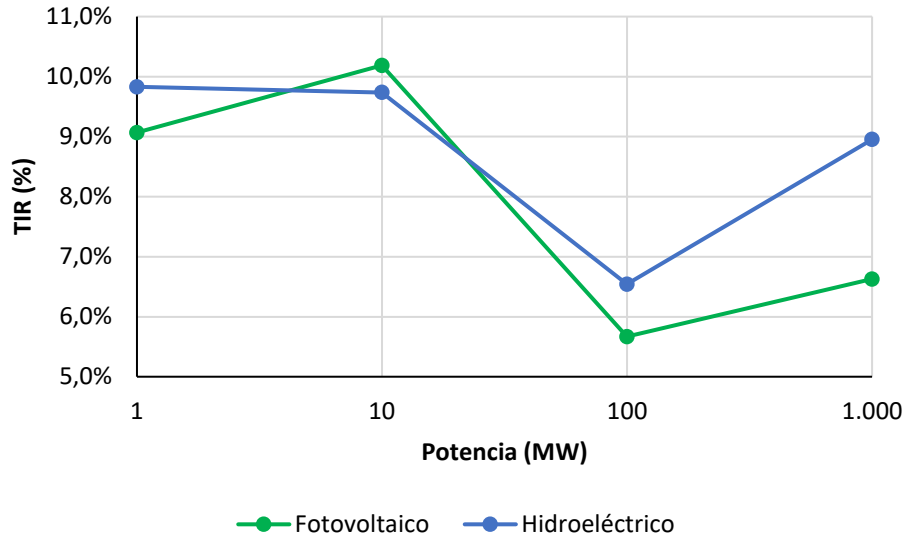


Figura 8-1 TIR obtenida en las simulaciones financieras para proyectos hidroeléctricos y fotovoltaicos

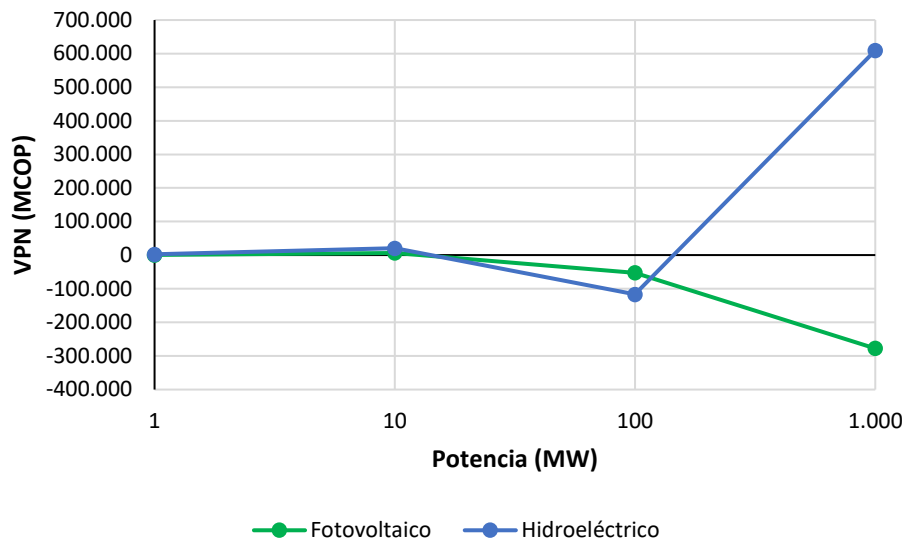


Figura 8-2 VPN obtenido en las simulaciones financieras para proyectos hidroeléctricos y fotovoltaicos

En cuanto se refiere al análisis del LCOE para todos los casos analizados, las plantas hidroeléctricas presentan resultados más bajos. Adicionalmente, se presentan en la [Tabla 8-2](#) algunos valores reportados por diferentes agencias internacionales de LCOE para las dos tecnologías analizadas con la finalidad de compararlas.

Comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia

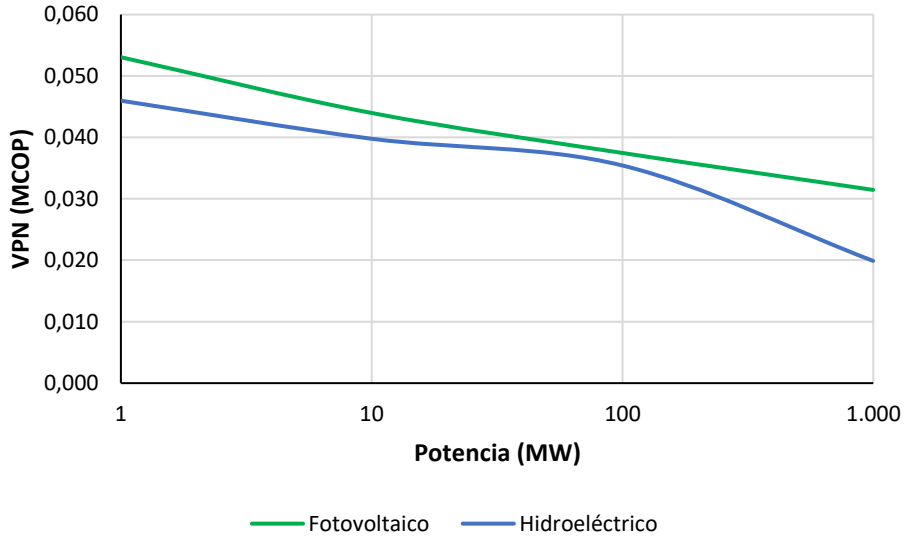


Figura 8-3 LCOE obtenido en las simulaciones financieras para las dos tecnologías evaluadas

Tabla 8-2 LCOE de las tecnologías hidroeléctrica y fotovoltaica reportados en la literatura

LCOE Fotovoltaico (USD/kWh)	LCOE Hidroeléctrico (USD/kWh)	Referencia
0,0570	0,0440	(IRENA, 2021b)
0,0390	-	(Bloomberg NEF, 2020)
0,0365	-	(LAZARD, 2020)
0,0450	0,0369	(NREL, 2021a)
0,0450	0,0550	(EIA, 2021b)
0,0438	-	(IEA, 2021)

De la misma forma, en la [Figura 8-4](#) se presenta una comparación gráfica de los resultados obtenidos con diferentes fuentes de la literatura.

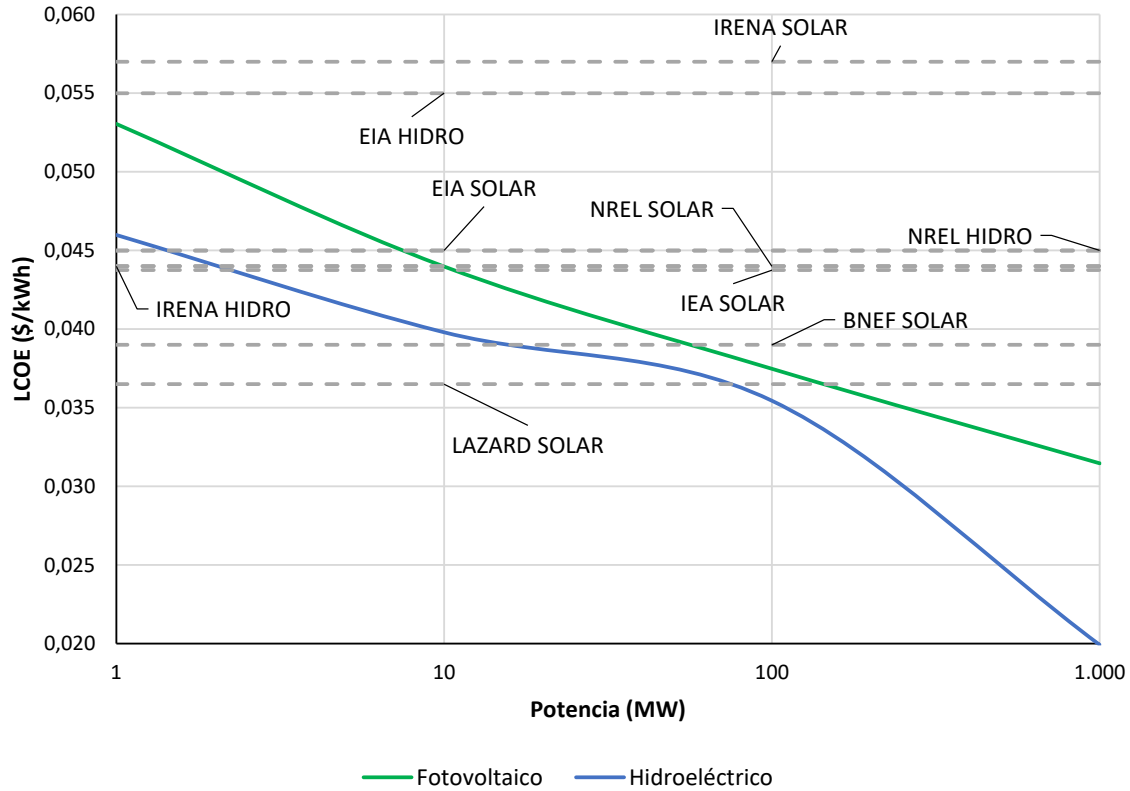


Figura 8-4 Comparación de los resultados obtenidos para el LCOE con diferentes referencias

Adicionalmente, se comparan las variables que intervienen en cada una de las potencias analizadas y los resultados obtenidos en las modelaciones financieras:

8.1. Plantas con potencias instaladas de 1 MW

A continuación, en la [Tabla 8-3](#) se presenta la generación para las dos plantas con potencia instalada de 1 MW, se observa que la planta hidroeléctrica presenta un mayor factor de planta, lo cual le posibilita alcanzar una mayor generación con respecto a la fotovoltaica. De esta manera, la planta fotovoltaica de 1 MW genera alrededor de un 37% de la energía generada por una planta hidroeléctrica de la misma potencia instalada.

Tabla 8-3 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1 MW

Energía (GWh/año) Fotovoltaico	Energía (GWh/año) Hidroeléctrico	Energía F/ Energía H (%)
1.752.000	4.730.400	37%

Adicionalmente se presentan los flujos de ingresos (Figura 8-5) y egresos (Figura 8-6) correspondientes a la potencia de 1 MW.

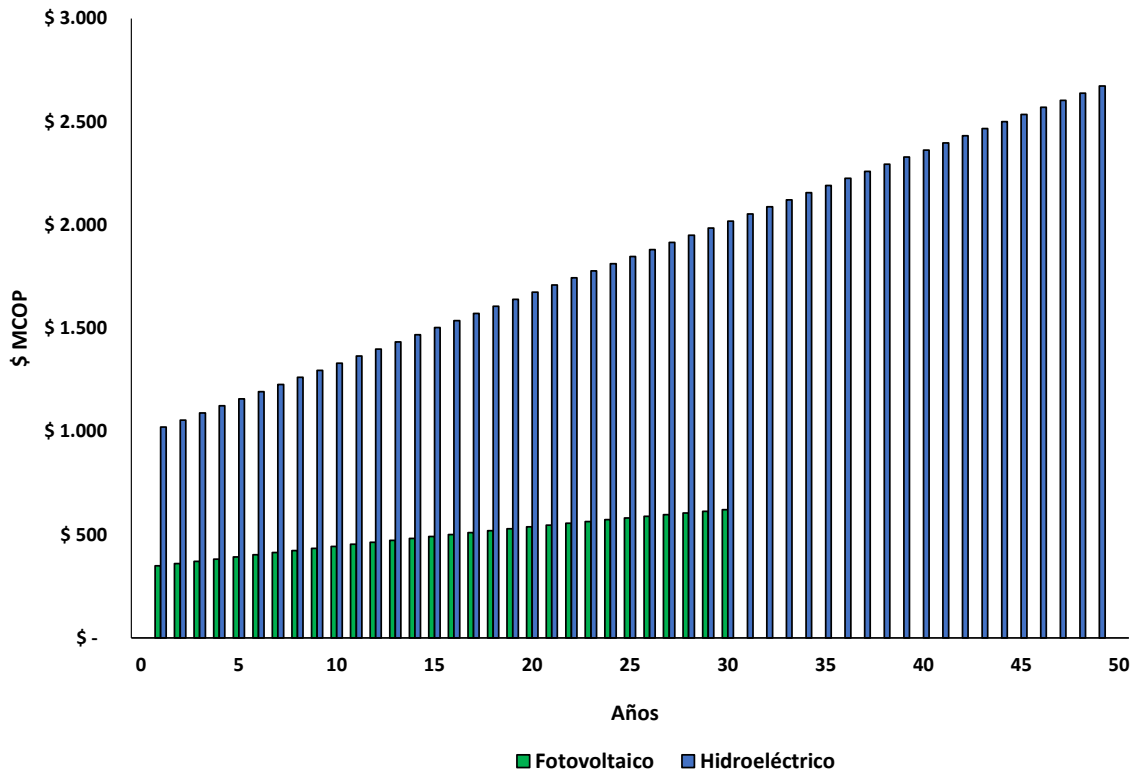


Figura 8-5 Flujo de ingresos para las plantas hidroeléctrica y fotovoltaica con potencia instalada de 1 MW

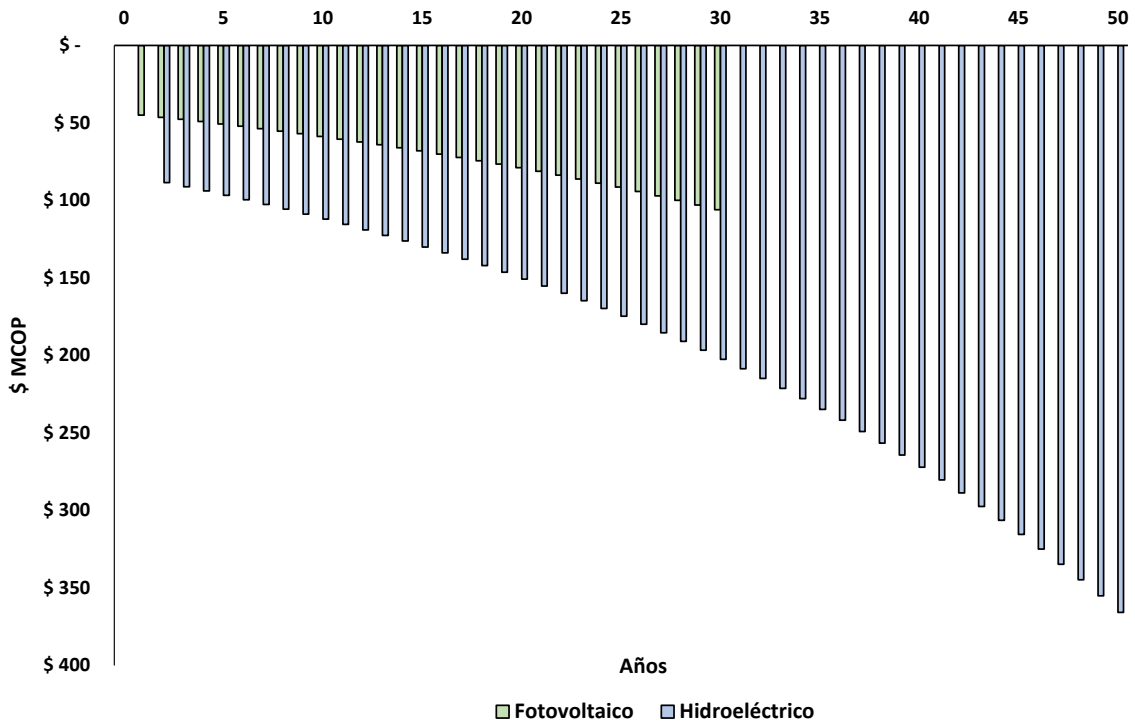


Figura 8-6 Flujo de egresos para las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas con potencia instalada de 1 MW

Adicionalmente, en la [Figura 8-7](#) y en la [Figura 8-8](#), se discriminan los conceptos que conforman a los ingresos y egresos totales correspondientes al primer año de operación de cada una de las plantas analizadas.

Comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia

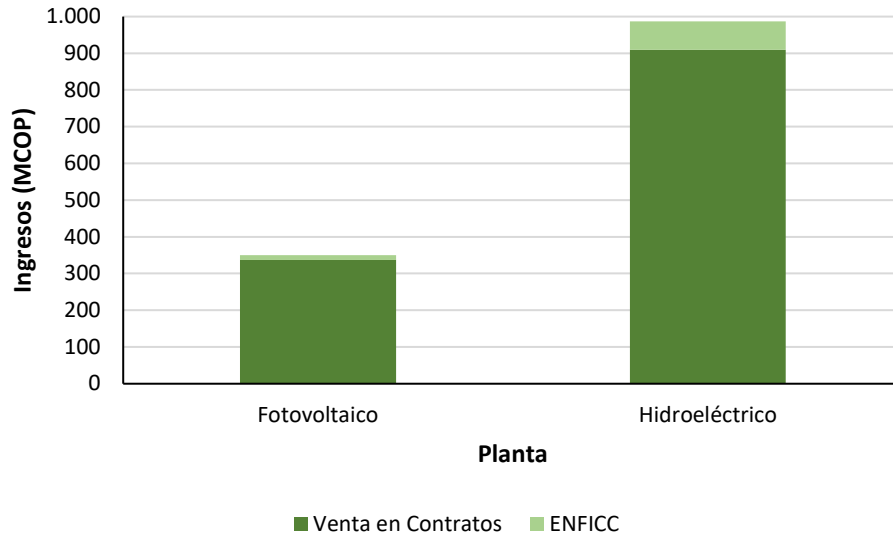


Figura 8-7 Discriminación de los ingresos para las plantas de 1 MW analizadas

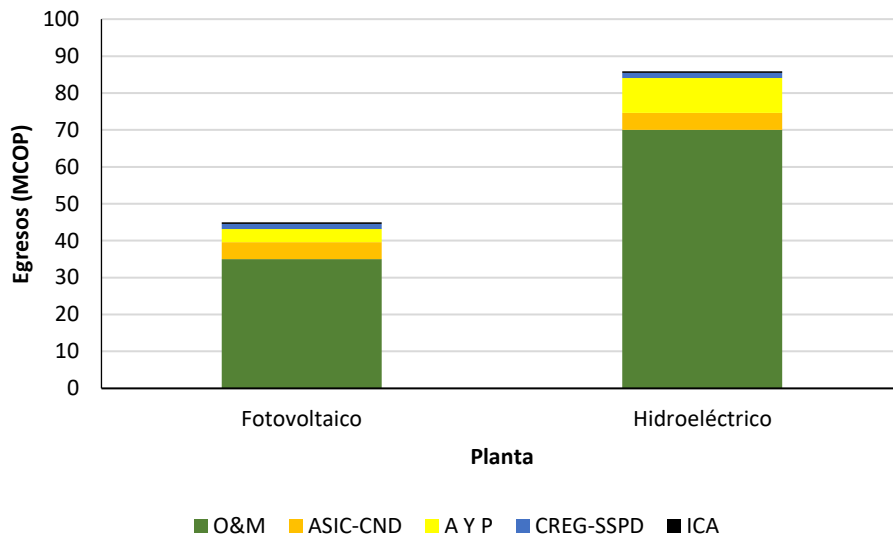


Figura 8-8 Discriminación de los egresos para las plantas de 1 MW analizadas

Con la finalidad de analizar el porcentaje de incidencia que presenta cada uno de los egresos con respecto al total, se elaboró la [Figura 8-9](#), en donde se permite evidenciar que para el caso de las plantas de 1 MW, el mayor egreso corresponde a los costos de operación y mantenimiento, los cuales presentaron porcentajes de 77,8% para la planta fotovoltaica y 81,5% para la hidroeléctrica.

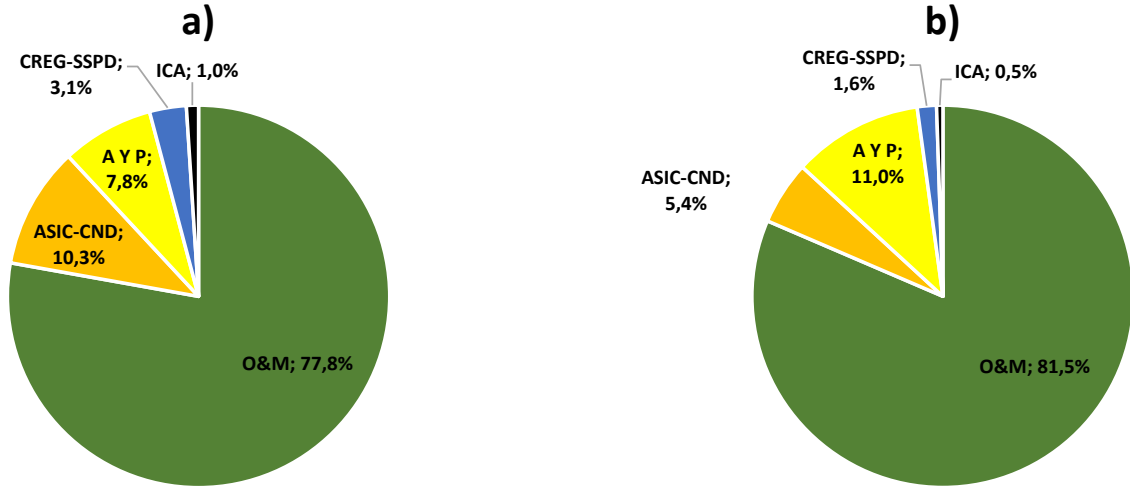


Figura 8-9 Porcentaje de incidencia de los egresos para las plantas de 1 MW a) Fotovoltaica y b) Hidroeléctrica

Asimismo, se presenta [Tabla 8-4](#), donde se relacionan nuevamente los resultados obtenidos para las plantas de 1 MW.

Tabla 8-4 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1 MW

Tecnología	Potencia (MW)	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW-año)	Construcción (años)	Horizonte (años)	TIR (%)	VPN (MCOP)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
Fotovoltaico	1	1.000	10	1	30	9,1%	343	185,7	0,053
Hidroeléctrico	1	3.000	20	2	50	9,8%	2.322	174,7	0,046

Se resalta que, según los resultados obtenidos en las modelaciones financieras, ambas plantas presentan resultados favorables, con porcentajes de TIR superiores al WACC y VPN superior a cero. La planta hidroeléctrica presenta mejores resultados financieros, considerando que presenta un mayor factor de planta y que ambas plantas se encuentran cubiertas por la misma regulación.

8.2. Plantas con potencias instaladas de 10 MW

A continuación, en la [Tabla 8-5](#) se presenta la generación para las dos plantas con potencia instalada de 10 MW, debido a que la planta hidroeléctrica presenta un mayor factor de planta alcanza una mayor generación con respecto a la fotovoltaica. De esta manera, la planta fotovoltaica de 10 MW genera alrededor de un 38% de la energía generada por una planta hidroeléctrica de la misma potencia instalada.

Tabla 8-5 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1 MW

Energía (GWh/año) Fotovoltaico	Energía (GWh/año) Hidroeléctrico	Energía F/ Energía H (%)
1.752.000	4.730.400	37%

Adicionalmente se presentan los flujos de ingresos (Figura 8-10) y egresos (Figura 8-11) correspondientes a la potencia de 10 MW.

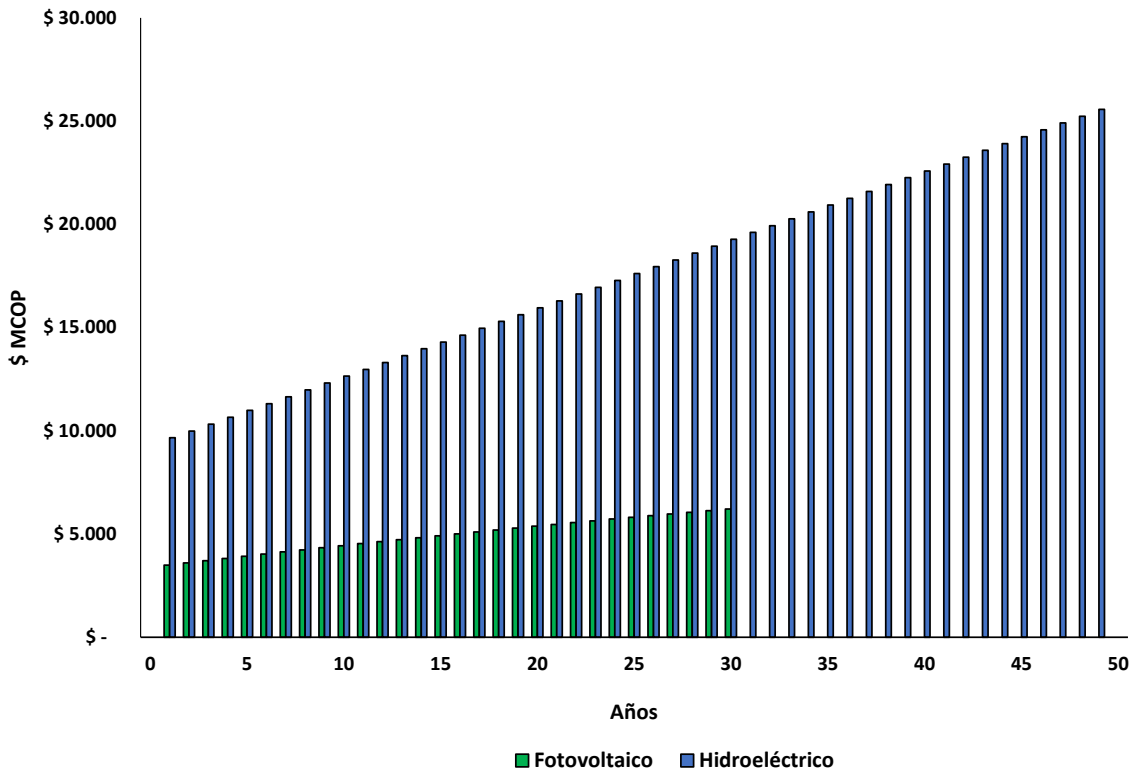


Figura 8-10 Flujo de ingresos para las plantas hidroeléctrica y fotovoltaica con potencia instalada de 10 MW

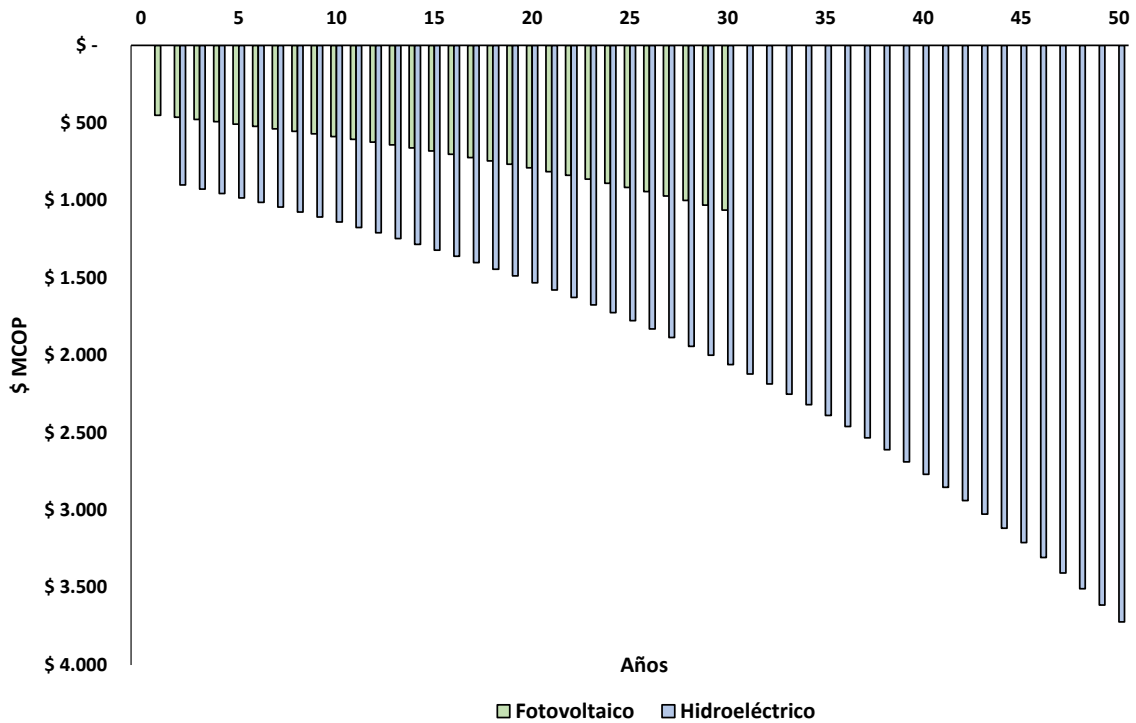


Figura 8-11 Flujo de egresos para las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas con potencia instalada de 10 MW

Adicionalmente, en la [Figura 8-12](#) y en la [Figura 8-13](#), se discriminan los conceptos que conforman a los ingresos y egresos totales correspondientes al primer año de operación de cada una de las plantas analizadas.

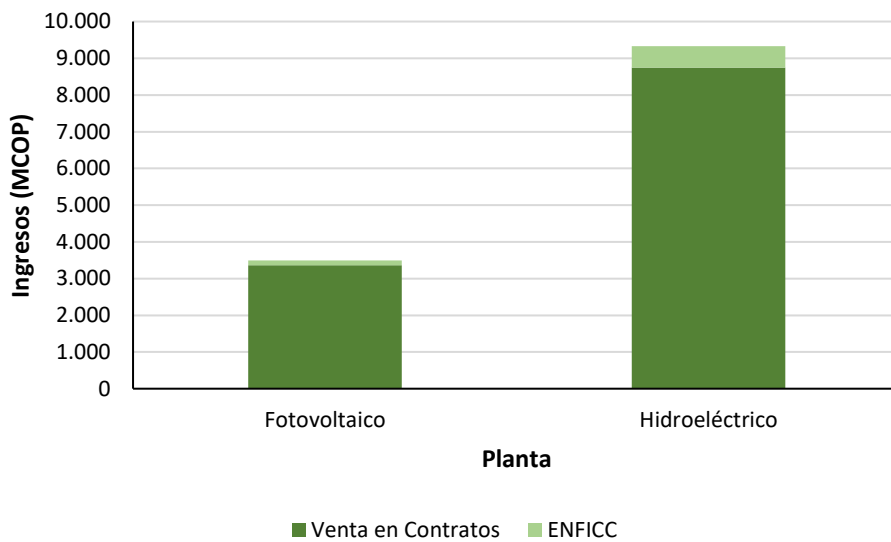


Figura 8-12 Discriminación de los ingresos para las plantas de 10 MW analizadas

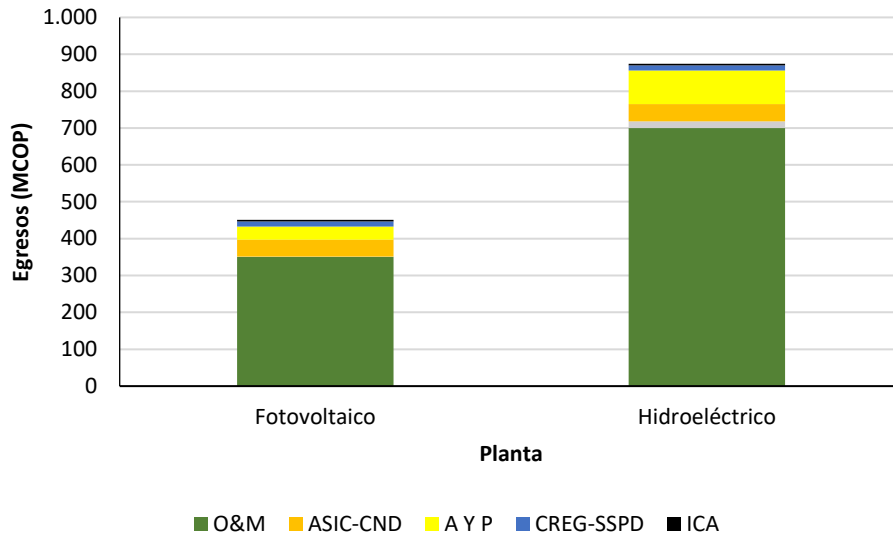


Figura 8-13 Discriminación de los egresos para las plantas de 10 MW analizadas

Con la finalidad de analizar el porcentaje de incidencia que presenta cada uno de los egresos con respecto al total, se elaboró la Figura 8-14, en donde se permite evidenciar que, para el caso de las plantas de 10 MW, el mayor egreso corresponde a los costos de operación y mantenimiento, los cuales presentaron porcentajes de 77,6% para la planta fotovoltaica y 80,1% para la hidroeléctrica.

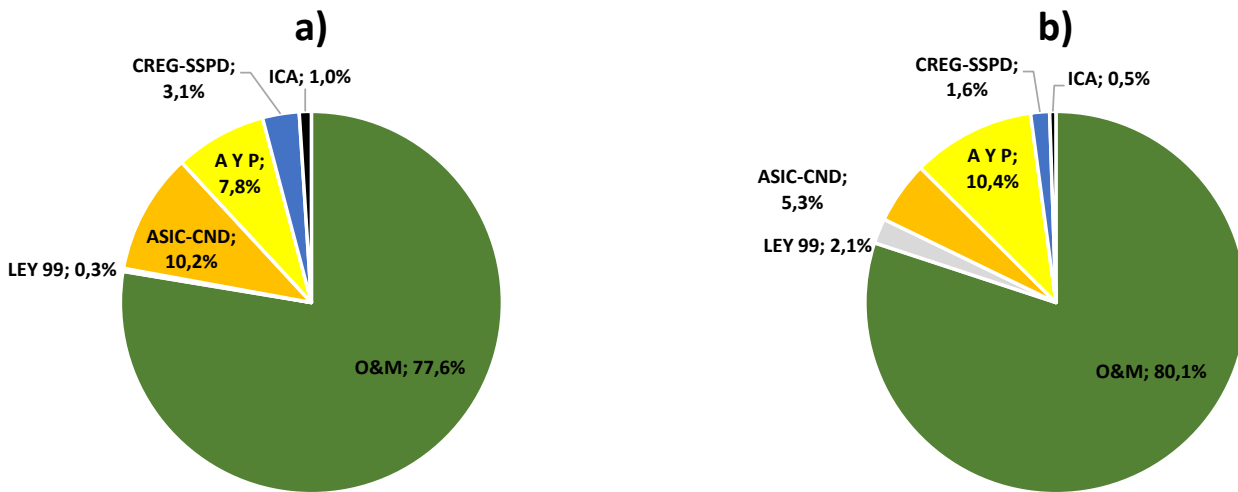


Figura 8-14 Porcentaje de incidencia de los egresos para las plantas de 10 MW a) Fotovoltaica y b) Hidroeléctrica

Asimismo, se presenta la Tabla 8-6, donde se relacionan nuevamente los resultados obtenidos para las plantas de 10 MW.

Tabla 8-6 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 10 MW

Tecnología	Potencia (MW)	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW-año)	Construcción (años)	Horizonte (años)	TIR (%)	VPN (MCOP)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
Fotovoltaico	10	900	10	1	30	10,2%	6.456	167,1	0,044
Hidroeléctrico	10	2.500	20	2	50	9,7%	20.482	151,2	0,040

Se resalta que, según los resultados obtenidos en las modelaciones financieras, ambas plantas presentan resultados favorables, con porcentajes de TIR superiores al WACC y VPN superior a cero. La planta fotovoltaica presenta mejores resultados con respecto a la TIR debido a que es beneficiada por la Ley 1715 de 2014. No obstante, la planta hidroeléctrica obtiene un mayor VPN debido a que presenta un mayor factor de planta y por lo tanto sus ingresos son superiores a los presentados por la planta fotovoltaica.

8.3. Plantas con potencias instaladas de 100 MW

A continuación, en la [Tabla 8-7](#) se presenta la generación para las dos plantas con potencia instalada de 100 MW, se observa que la planta hidroeléctrica presenta un mayor factor de planta, lo cual le posibilita alcanzar una mayor generación con respecto a la fotovoltaica. De esta manera, la planta fotovoltaica de 100 MW genera alrededor de un 44% de la energía generada por una planta hidroeléctrica de la misma potencia instalada.

Tabla 8-7 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1 MW

Energía (GWh/año) Fotovoltaico	Energía (GWh/año) Hidroeléctrico	Energía F/ Energía H (%)
175.200.000	394.200.000	44%

Adicionalmente se presentan los flujos de ingresos ([Figura 8-15](#)) y egresos ([Figura 8-16](#)) correspondientes a la potencia de 100 MW.

Comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia

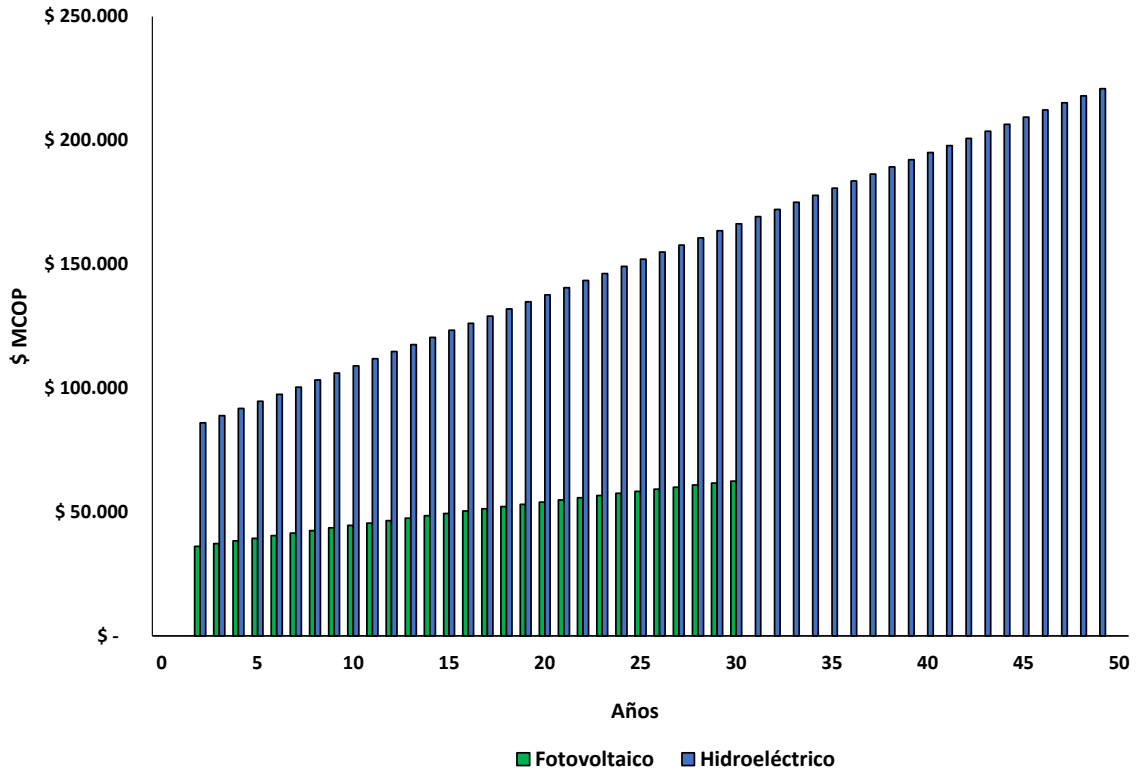


Figura 8-15 Flujo de ingresos para las plantas hidroeléctrica y fotovoltaica con potencia instalada de 100 MW

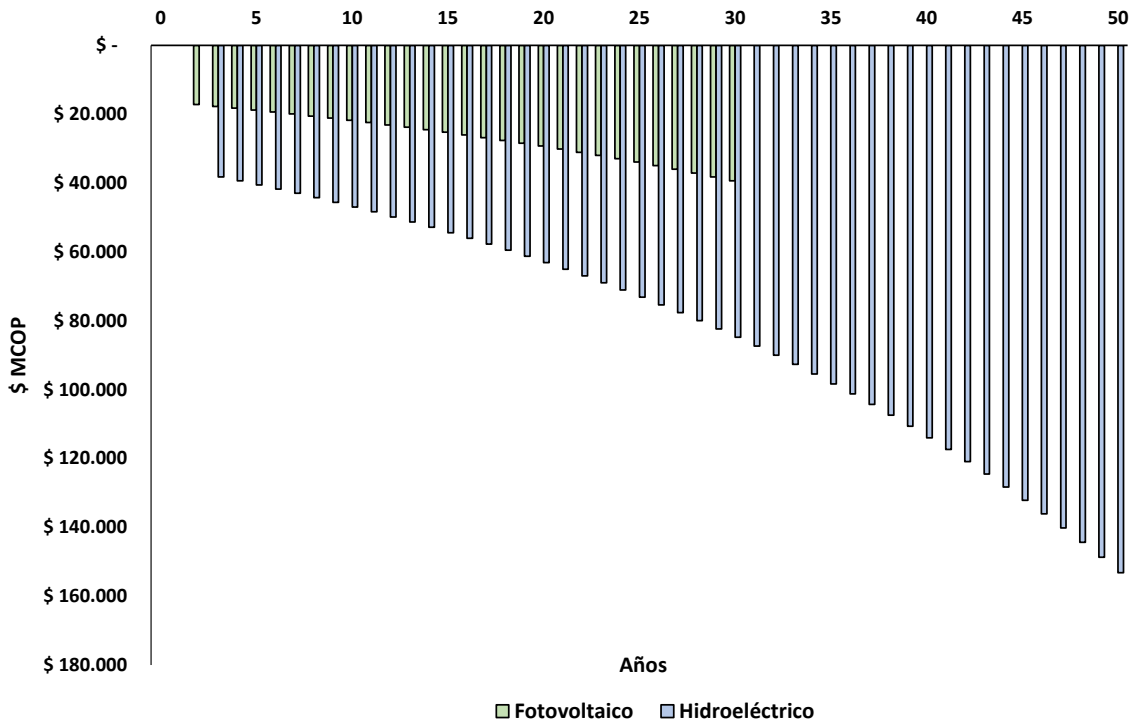


Figura 8-16 Flujo de egresos para las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas con potencia instalada de 100 MW

Adicionalmente, en la [Figura 8-17](#) y en la [Figura 8-18](#), se discriminan los conceptos que conforman a los ingresos y egresos totales correspondientes al primer año de operación de cada una de las plantas analizadas.

Comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia

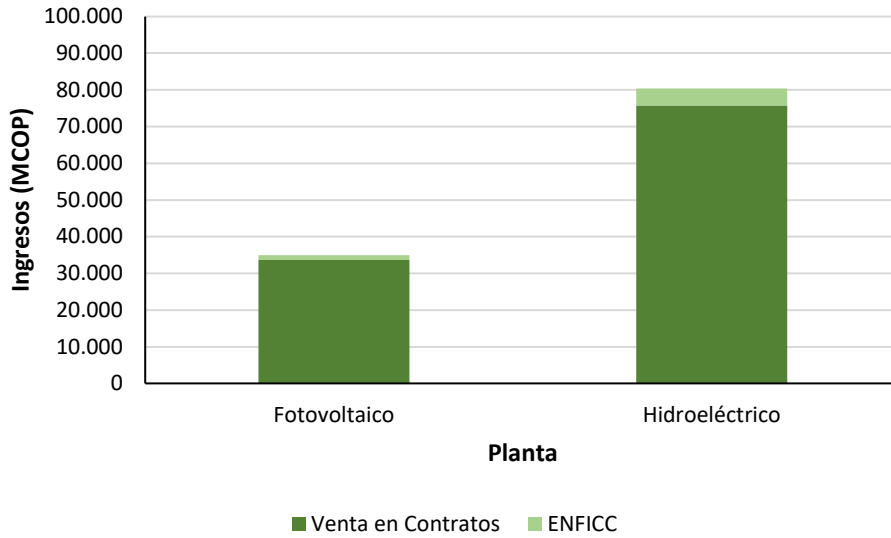


Figura 8-17 Discriminación de los ingresos para las plantas de 100 MW analizadas

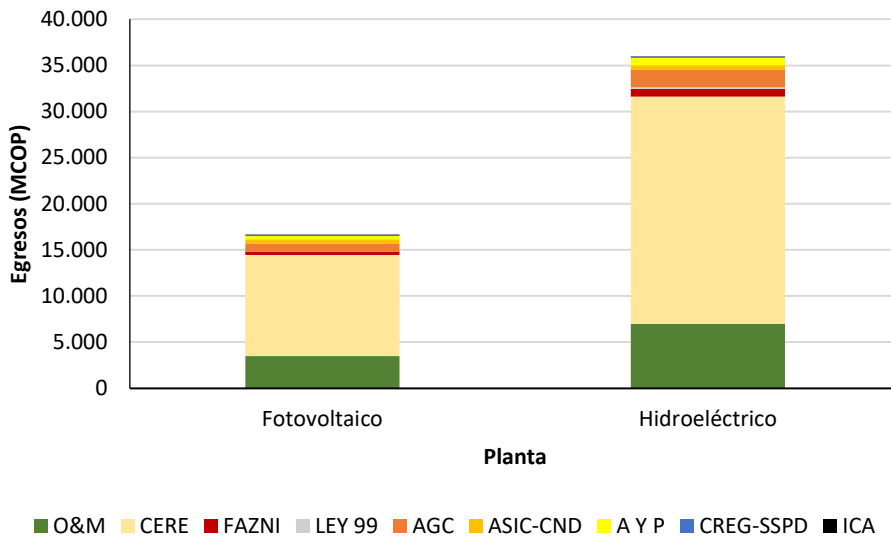


Figura 8-18 Discriminación de los egresos para las plantas de 100 MW analizadas

Con la finalidad de analizar el porcentaje de incidencia que presenta cada uno de los egresos con respecto al total, se elaboró la [Figura 8-19](#), en donde se permite evidenciar que, para el caso de las plantas de 1 MW, el mayor egreso corresponde a los costos del CERE, los cuales presentaron porcentajes de 65,6% %, para la planta fotovoltaica y 68,4% para la hidroeléctrica.

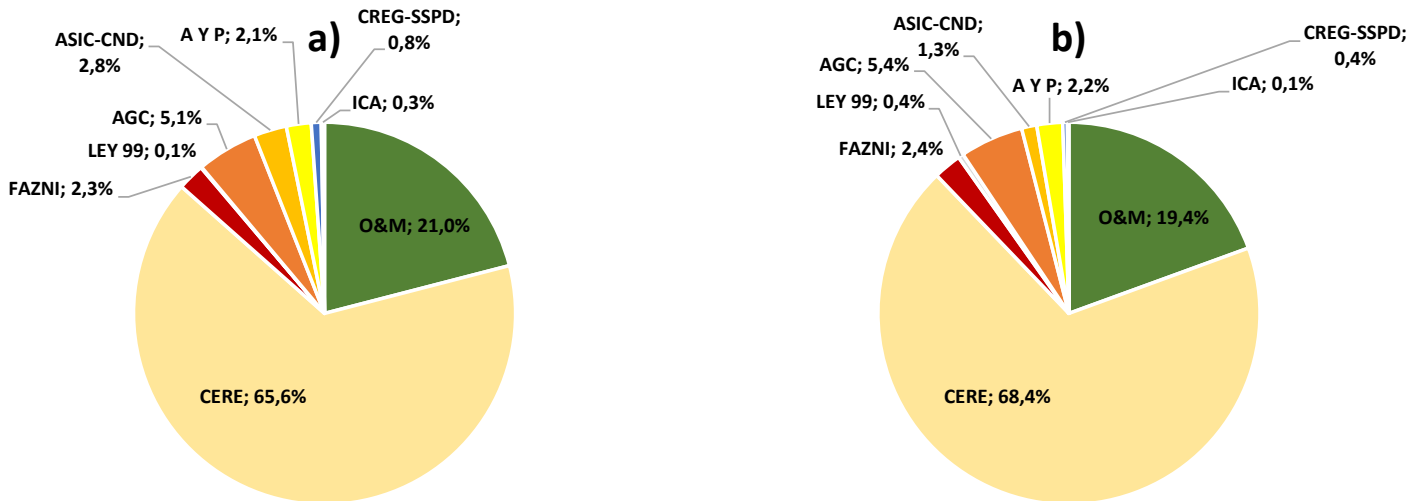


Figura 8-19 Porcentaje de incidencia de los egresos para las plantas de 100 MW a) Fotovoltaica y b) Hidroeléctrica

Asimismo, se presenta en la [Tabla 8-8](#), donde se relacionan nuevamente los resultados obtenidos para las plantas de 100 MW.

Tabla 8-8 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 100 MW

Tecnología	Potencia (MW)	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW-año)	Construcción (años)	Horizonte (años)	TIR (%)	VPN (MCOP)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
Fotovoltaico	100	800	10	2	30	5,7%	-52.789	142,4	0,037
Hidroeléctrico	100	2.000	20	3	50	6,5%	-116.718	134,7	0,035

Se resalta que, según los resultados obtenidos en las modelaciones financieras, ambas plantas presentan resultados desfavorables, con porcentajes de TIR inferiores al WACC y VPN menor a cero. La planta hidroeléctrica presenta mejores resultados financieros, considerando que presenta un mayor factor de planta y que ambas plantas se encuentran cubiertas por la misma regulación. No obstante, dichos resultados se presentan debido a los altos costos regulatorios que presentan este tipo de plantas, las cuales no soportan los efectos del principal cargo del despacho central, el cual es el CER y a su vez, no presentan la capacidad de las plantas de 1.000 MW de regular sus caudales y alcanzar factores de planta y compromisos de energía firme más altos.

8.4. Plantas con potencias instaladas de 1.000 MW

A continuación, en la [Tabla 8-9](#) se presenta la generación para las dos plantas con potencia instalada de 1000 MW, se observa que la planta hidroeléctrica presenta un mayor factor de planta, lo cual le posibilita alcanzar una mayor generación con respecto a la fotovoltaica. De esta manera, la planta

fotovoltaica de 1.000 MW genera alrededor de un 38% de la energía generada por una planta hidroeléctrica de la misma potencia instalada.

Tabla 8-9 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1000 MW

Energía (GWh/año) Fotovoltaico	Energía (GWh/año) Hidroeléctrico	Energía F/ Energía H (%)
1.752.000.000	4.555.200.000	38%

Adicionalmente se presentan los flujos de ingresos (Figura 8-20) y egresos (Figura 8-21) correspondientes a la potencia de 1000 MW.

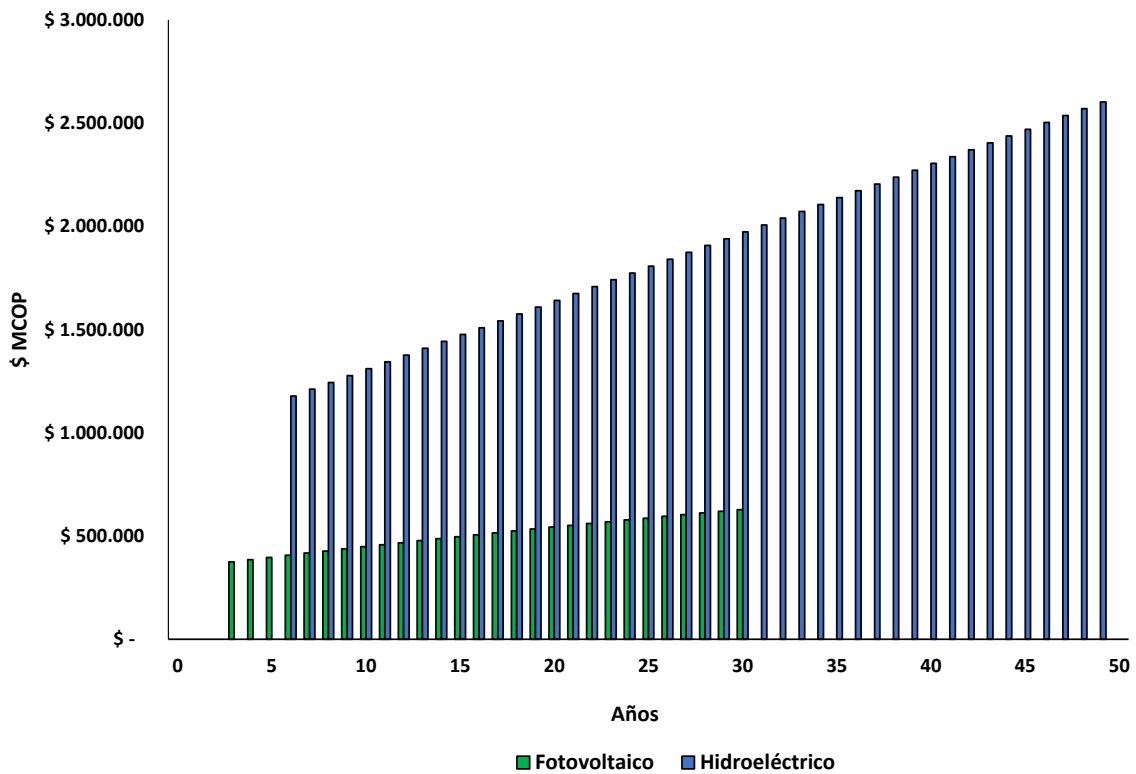


Figura 8-20 Flujo de ingresos para las plantas hidroeléctrica y fotovoltaica con potencia instalada de 1.000 MW

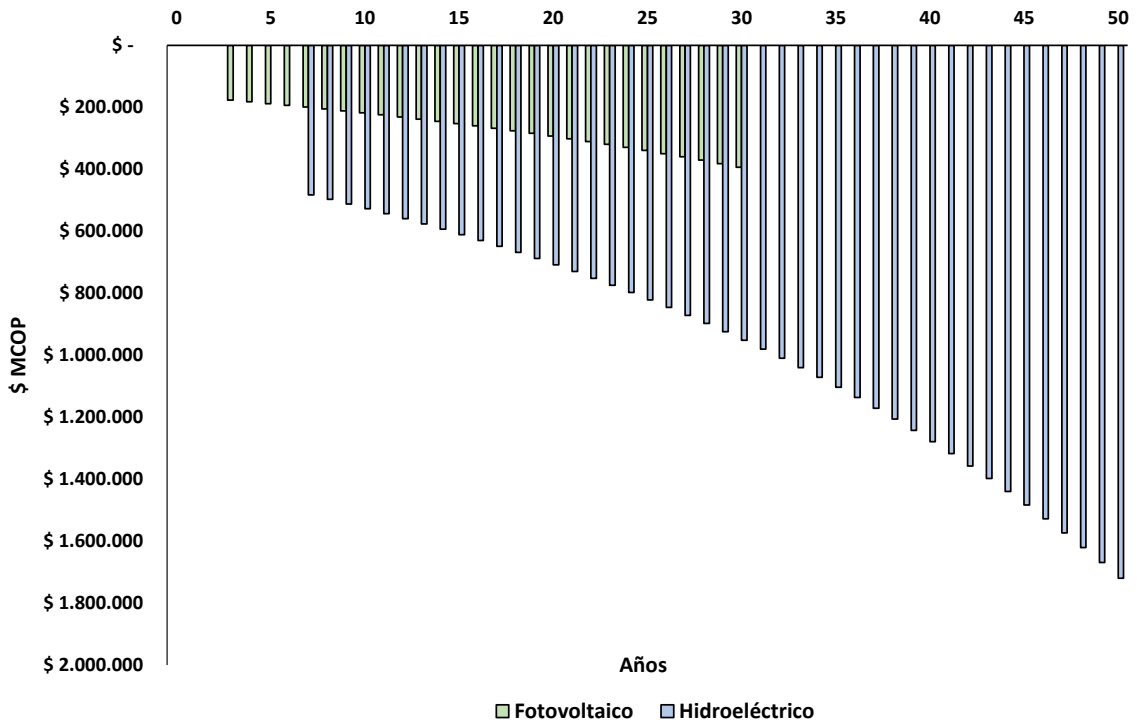


Figura 8-21 Flujo de egresos para las plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas con potencia instalada de 1.000 MW

Adicionalmente, en la [Figura 8-22](#) y en la [Figura 8-23](#), se discriminan los conceptos que conforman a los ingresos y egresos totales correspondientes al primer año de operación de cada una de las plantas analizadas.

Comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica en Colombia

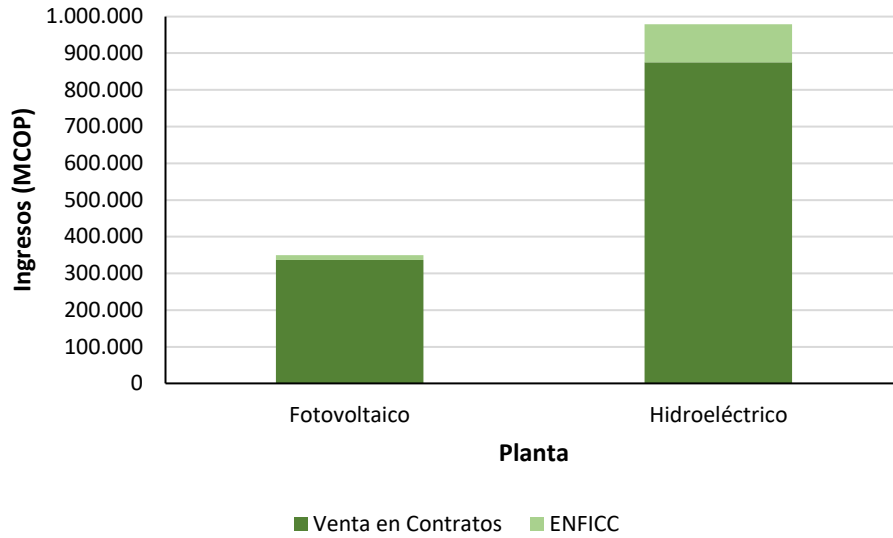


Figura 8-22 Discriminación de los ingresos para las plantas de 1.000 MW analizadas

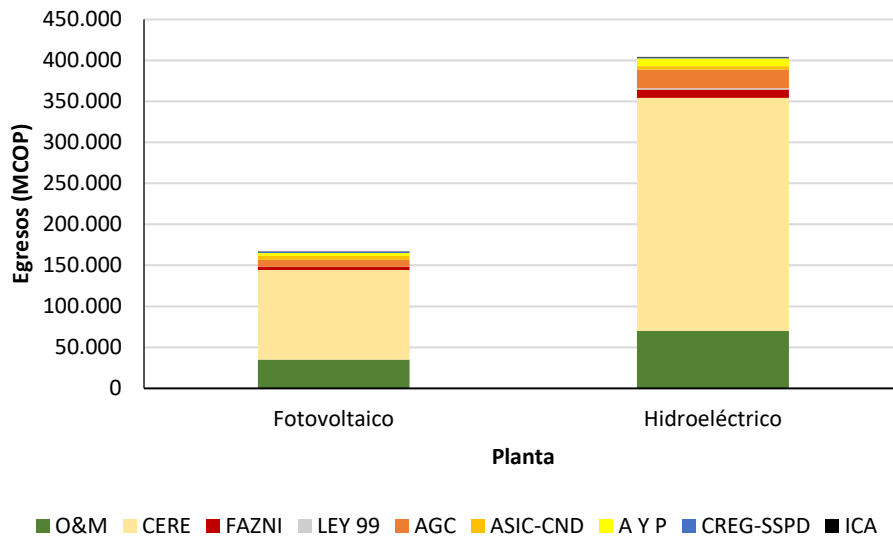


Figura 8-23 Discriminación de los egresos para las plantas de 1.000 MW analizadas

Con la finalidad de analizar el porcentaje de incidencia que presenta cada uno de los egresos con respecto al total, se elaboró la [Figura 8-24](#), en donde se permite evidenciar que, para el caso de las plantas de 1.000 MW, el mayor egreso corresponde al costo del CERE, el cual presentó porcentajes de 65,6% para la planta fotovoltaica y 68,4% para la hidroeléctrica.

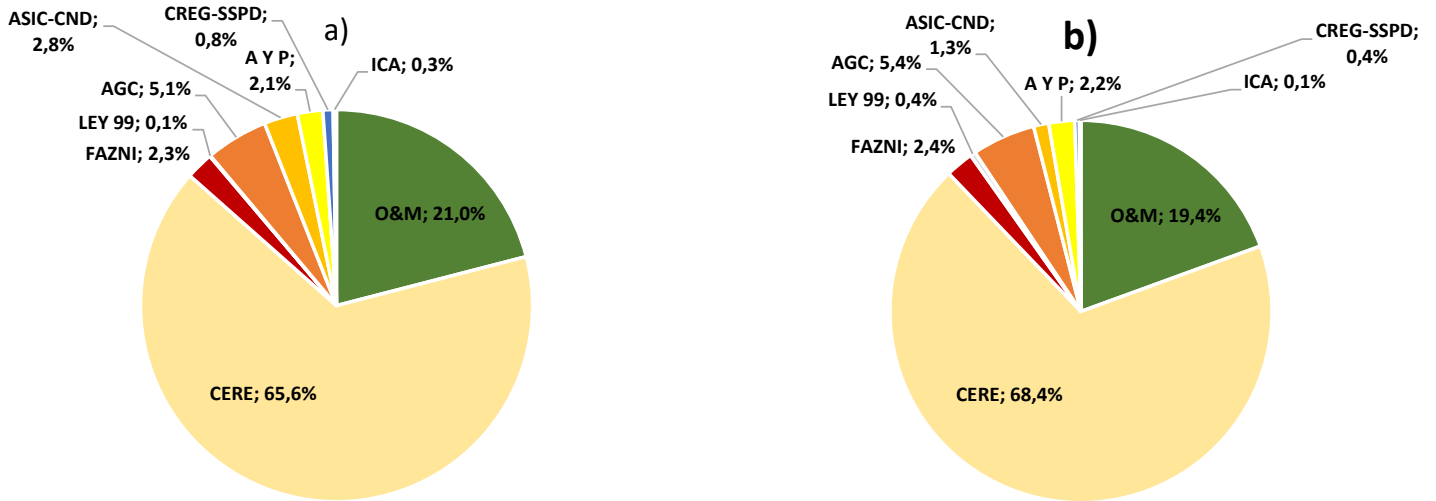


Figura 8-24 Porcentaje de incidencia de los egresos para las plantas de 1 MW a) Fotovoltaica y b) Hidroeléctrica

Asimismo, se presenta la [Tabla 8-10](#), donde se relacionan nuevamente los resultados obtenidos para las plantas de 1.000 MW.

Tabla 8-10 Comparación de la generación de energía de las tecnologías analizadas para una potencia de 1.000 MW

Tecnología	Potencia (MW)	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW-año)	Construcción (años)	Horizonte (años)	TIR (%)	VPN (MCOP)	LCOE (COP/kWh)	LCOE (USD/kWh)
Fotovoltaico	1.000	700	10	3	30	6,6%	-277.536	119,5	0,031
Hidroeléctrico	1.000	1.500	20	7	50	9,0%	609.248	75,7	0,020

Se resalta que, la planta hidroeléctrica presenta resultados favorables, con porcentajes de TIR superiores al WACC y VPN superior a cero, mientras que la planta fotovoltaica no resulta viable. La planta hidroeléctrica presenta mejores resultados financieros, considerando que presenta un mayor factor de planta y que ambas plantas se encuentran cubiertas por la misma regulación. Adicionalmente, la planta hidroeléctrica presenta la ventaja de ofertar una mayor cantidad de energía firme, lo cual le permite aumentar sus ingresos y tener la capacidad de asumir el costo regulatorio del CERE.

8.5. Conclusiones del capítulo

En el desarrollo del presente capítulo se presentó la comparación financiera de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica para diferentes tamaños de planta en Colombia, en donde se obtuvo como resultado que al comparar los principales indicadores financieros de viabilidad (TIR y VPN), la tecnología hidroeléctrica presenta mejores resultados para las potencias instaladas de 1, 100 y

1.000 MW, mientras que la tecnología fotovoltaica presenta mejores resultados únicamente, en las plantas de 10 MW.

De igual forma, al determinar la métrica de comparación de las tecnologías de generación de energía (LCOE), los resultados obtenidos, demuestran para todos los casos, que la tecnología hidroeléctrica en Colombia presenta costos unitarios durante toda la vida útil de los proyectos, más favorables que los presentados por la tecnología fotovoltaica. Adicionalmente, los resultados obtenidos son consecuentes con los reportados por diferentes agencias internacionales como IRENA, EIA, IEA, NREL, BloombergNEF y LAZARD, las cuales año tras año calculan esta métrica para las diferentes tecnologías de generación de energía.

Capítulo 9. Conclusiones

9.1. Conclusiones generales del Trabajo Final

A continuación, se presentan las conclusiones relacionadas con el desarrollo del presente trabajo, en donde se relacionarán cada uno de los objetivos elaborados y se propondrán algunos puntos para el desarrollo de trabajos futuros.

9.2. Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos

9.2.1. Objetivo específico 1

“Identificar la regulación actual del mercado eléctrico colombiano que aplica a las plantas de generación fotovoltaica y a las plantas hidráulicas, para potencias instaladas mayores a 1 MW”.

En el Capítulo 5 del presente documento, se presentó la regulación que actualmente condiciona la operación de las plantas fotovoltaicas e hidroeléctricas en Colombia, lo cual permitió identificar que existen distintos tipos de generadores y que el mercado está diferenciado por el tipo de despacho, presentándose dos alternativas el despacho centralizado y el despacho no centralizado, donde cada uno se rige por diferentes parámetros que permiten establecer el esquema de ingresos y egresos según la capacidad instalada.

De igual forma, fue posible identificar las regulaciones que establecen los ingresos y egresos que tienen este tipo de plantas y se reconocieron los beneficios tributarios que ofrece la Ley 1715 de 2014 a las plantas evaluadas según su capacidad instalada.

9.2.2. Objetivo específico 2

“Determinar los costos de inversión, operación y de ley que aplican a los proyectos fotovoltaicos y a las centrales hidroeléctricas, y los ingresos asociados de la venta de energía en el mercado colombiano”.

En el Capítulo 5 y en el Capítulo 6, se establecieron cada uno de los parámetros que configuran el modelado financiero y entre los cuales se resaltan los costos de inversión, los ingresos y los egresos operativos que se presentan en el mercado colombiano. Los costos de inversión fueron determinados a partir de la combinación de información obtenida de diferentes fuentes reconocidas en el sector energético y que publican constantemente valores actualizados para establecer el CAPEX y el OPEX de proyectos de energía. Por su parte, los ingresos de las plantas se determinaron a partir de los valores históricos reportados por el operador del sistema (XM) y los egresos se

establecieron a partir de información histórica del mercado colombiano y valores publicados en la regulación y/o referenciados por diversas fuentes.

9.2.3. Objetivo específico 3

“Evaluar proyectos fotovoltaicos e hidroeléctricos para varios tamaños de planta en condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano”.

En el Capítulo 6 y en el Capítulo 7 se presentaron los resultados obtenidos para las cuatro plantas hidroeléctricas y para las cuatro plantas fotovoltaicas analizadas, en donde se evaluó la viabilidad financiera de cada una de ellas mediante los parámetros de decisión (TIR y VPN), se calculó la métrica de comparación del LCOE y se llevó a cabo un análisis de sensibilidad que permitió verificar la confiabilidad de los resultados obtenidos y reconocer las variables que presentan una mayor incidencia en el modelado financiero.

En cuanto a los resultados obtenidos, las plantas hidroeléctricas de 1, 10 y 1.000 MW presentaron resultados favorables en el modelado, obteniendo valores de VPN y TIR superiores a los establecidos como parámetros de decisión. Por el contrario, la planta hidroeléctrica de 100 MW no resultó viable financieramente bajo condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano.

Por su parte, al evaluar financieramente las plantas fotovoltaicas, los resultados obtenidos evidenciaron que las plantas de 1 y 10 MW presentaron viabilidad financiera al obtener valores superiores a los establecidos en los parámetros de decisión (VPN y TIR). No obstante, las plantas fotovoltaicas de 100 y 1.000 MW no resultaron viables bajo las condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano.

9.2.4. Objetivo general

“Comparar las tecnologías fotovoltaica e hidráulica según varios tamaños de planta para condiciones típicas del mercado eléctrico colombiano”.

En el Capítulo 8 del documento se presentó la comparación de las tecnologías fotovoltaica e hidroeléctrica, en donde se evidenció que al analizar los parámetros de decisión elegidos para el modelado financiero (VPN y TIR), la tecnología hidroeléctrica presenta mejores resultados para las potencias instaladas de 1, 100 y 1.000 MW, mientras que la tecnología fotovoltaica presenta mejores resultados en la planta de 10 MW.

Adicionalmente, al analizar la métrica de comparación de tecnologías de generación seleccionada para desarrollar el presente trabajo (LCOE), se concluye para todos los casos analizados, que la tecnología hidroeléctrica presenta costos unitarios más favorables que los presentados por la tecnología fotovoltaica, considerando un escenario típico de las condiciones del mercado eléctrico colombiano.

9.3. Trabajos futuros

A continuación, se plantean algunos puntos que pueden ser profundizados en el desarrollo de trabajos futuros:

- Considerar un CAPEX y un OPEX referenciado a partir de proyectos construidos en Colombia y elaborar un cronograma de flujos de inversión que se comporte según el cronograma de construcción de los proyectos para los diferentes casos analizados.
- Comparar las tecnologías hidroeléctricas y fotovoltaicas con otras fuentes de generación renovable y no renovable en Colombia.
- Determinar un valor de WACC considerando diferentes empresas del sector eléctrico colombiano.
- Incluir en el análisis costos de tipo ambiental desde el proceso de licenciamiento hasta la ejecución de los planes de manejo ambiental durante la operación del proyecto.

Capítulo 10. Referencias

- Acolgen. (2017). *Análisis de la evolución del Cargo por Confiabilidad*.
- Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Barbosa, L. S. N. S., & Breyer, C. (2019). Analysing the feasibility of powering the Americas with renewable energy and inter-regional grid interconnections by 2030. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105(January), 187–205. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.046>
- Banco de la República de Colombia. (2021a). *Índice de Precios al Consumidor (IPC)*. <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indice-precios-consumidor-ipc>
- Banco de la República de Colombia. (2021b). *Tasa Representativa del Mercado (TRM - Peso por dólar)*. <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm>
- Blakers, A., Lu, B., & Stocks, M. (2017). 100% renewable electricity in Australia. *Energy*, 133, 471–482. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.168>
- Bloomberg NEF. (2020). *New Energy Outlook 2020* (Issue October). <https://bnef.turtl.co/story/neo2018?teaser=true>
- Castillo-Ramírez, A., Mejía-Giraldo, D., & Giraldo-Ocampo, J. D. (2016). Geospatial levelized cost of energy in Colombia: GeoLCOE. *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, ISGT LATAM 2015*, 298–303. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2015.7381171>
- Chahín, C., & Eudora. (2021). *Análisis de las plantas menores en el contexto actual y futuro del mercado de energía mayorista colombiano*.
- Clauser, C., & Ewert, M. (2018). The renewables cost challenge: Levelized cost of geothermal electric energy compared to other sources of primary energy – Review and case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(October 2017), 3683–3693. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.095>
- Congreso de la República de Colombia. (1981). *Ley 56 de 1981*.
- Congreso de la República de Colombia. (1993). *Ley 99 de 1993*.
- Congreso de la República de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014*.
- Congreso de la República de Colombia. (2015). *Ley 1753 de 2015*.
- Congreso de la República de Colombia. (2016). *Ley 1819 De 2016*.
- Congreso de la República de Colombia. (2018). *Ley 1943 de 2018*.
- Congreso de la República de Colombia. (2019). *Ley 1955 de 2019*.
- CREG. (1995). *Resolución CREG 024 de 1995*.
- CREG. (1996a). *Resolución CREG 084 de 1996*.
- CREG. (1996b). *Resolución CREG 085 de 1996*.

- CREG. (1996c). *Resolución CREG 086 de 1996*.
- CREG. (2001). *Resolución CREG 039 de 2001*.
- CREG. (2006). *Resolución CREG 071 de 2006*.
- CREG. (2009). *Resolución CREG 051 de 2009*.
- CREG. (2011). *Resolución CREG 157 de 2011*.
- CREG. (2013). *Resolución CREG 174 de 2013*.
- CREG. (2015). *Resolución CREG 024 de 2015*.
- CREG. (2018). Resolución CREG 030 de 2018. In *Mme* (p. 13).
- CREG. (2019). *Resolución CREG 096 de 2019*.
- Damodaran, A. (2012). *Investment Valuation* (Third Edit). John Wiley & Sons, Inc.
- EIA. (2021a). *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021* (Issue January). https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf
- EIA. (2021b). *Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021* (Issue January).
- Fernández, P. (2008). *Métodos de Valorización de Empresas*. IESE Business School - Universidad de Navarra.
- Gómez, E., & Diez, J. (2015). *Evaluación financiera de proyectos* (Segunda Ed).
- Holguín, E. S., Flores Chacón, R., & Gamarra, P. S. (2019). Sustainable and Renewable Business Model to Achieve 100% Rural Electrification in Perú by 2021. *2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America 2019*. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895439>
- IEA. (2020a). *Projected Cost of Generating Electricity* (Issue January). https://ncdc.gov.ng/themes/common/docs/protocols/111_1579986179.pdf
- IEA. (2020b). *World Energy Outlook 2020* (Vol. 0, Issue October). <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- IEA. (2021). *World Energy Outlook 2021*. https://www.eia.gov/pressroom/presentations/AEO2021_Release_Presentation.pdf
- IRENA. (2020). *Renewable Energy Capacity Highlights 31 March 2020* (Vol. 00, Issue March 2020). www.irena.org/publications.
- IRENA. (2021a). *Renewable Energy Capacity Highlights*. <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>
- IRENA. (2021b). Renewable Power Generation Costs in 2020. In *International Renewable Energy*

- Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
- Lanshina, T. A., “Skip” Laitner, J. A., Potashnikov, V. Y., & Barinova, V. A. (2018). The slow expansion of renewable energy in Russia: Competitiveness and regulation issues. *Energy Policy*, 120(July 2017), 600–609. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.052>
- LAZARD. (2020). *Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis - Version 14.0* (Issue October).
- Londoño, M. A. (2019). *Evaluación financiera de un proyecto hidroeléctrico a partir del análisis de las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016. Estudio de caso de una compañía del sector eléctrico*. http://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1091/RED2017-Eng-8ene.pdf?sequence=12&isAllowed=y%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2008.06.005%0Ahttps://www.researchgate.net/publication/305320484_SISTEM_PEMBETUNGAN_TERPUSAT_STRATEGI_MELESTARI
- Matsuo, Y., & Komiyama, R. (2021). System LCOE of variable renewable energies: a case study of Japan’s decarbonized power sector in 2050. *Sustainability Science*, 16(2), 449–461. <https://doi.org/10.1007/s11625-021-00914-1>
- Meza, C. G., Zuluaga Rodríguez, C., D’Aquino, C. A., Amado, N. B., Rodrigues, A., & Sauer, I. L. (2019). Toward a 100% renewable island: A case study of Ometepe’s energy mix. *Renewable Energy*, 132, 628–648. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.124>
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Transición energética : un legado para el presente y el futuro de Colombia*.
- Nguyen, P. A., Abbott, M., & Nguyen, T. L. T. (2019). The development and cost of renewable energy resources in Vietnam. *Utilities Policy*, 57(September 2017), 59–66. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.01.009>
- NREL. (2021a). *Annual Technology Baseline*. [https://atb.nrel.gov/electricity/2021/hydropower#capital_expenditures_\(capex\)](https://atb.nrel.gov/electricity/2021/hydropower#capital_expenditures_(capex))
- NREL. (2021b). U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020. *National Renewable Energy Laboratory, September*, 1–120. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77324.pdf>
- OLADE. (2020). *Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2020*. <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0456b.pdf>
- Oxera Consulting Ltd. (2011). *Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies*. April, 52.
- Ram, M., Child, M., Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Lohrmann, A., & Breyer, C. (2018). A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015–2030. *Journal of Cleaner Production*, 199, 687–704. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.159>
- Reichenberg, L., Hedenus, F., Odenberger, M., & Johnsson, F. (2018). The marginal system LCOE of variable renewables – Evaluating high penetration levels of wind and solar in Europe. *Energy*,

152, 914–924. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.061>

REN21. (2020). *Renewables 2020 Global Status Report*. [https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21\(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e\).html](https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e).html)

REN21. (2021). *Renewables 2021 Global Status Report*. [https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21\(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e\).html](https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e).html)

Restrepo, Y., Gaitan, S., & Franco, C. J. (2017). Methodology for the financial valuation of a power plant under regulatory changes. *IEEE Latin America Transactions*, 15(8), 1453–1459. <https://doi.org/10.1109/TLA.2017.7994792>

Shea, R. P., & Ramgolam, Y. K. (2019). Applied levelized cost of electricity for energy technologies in a small island developing state: A case study in Mauritius. *Renewable Energy*, 132, 1415–1424. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.021>

Shen, W., Chen, X., Qiu, J., Hayward, J. A., Sayeef, S., Osman, P., Meng, K., & Dong, Z. Y. (2020). A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133(March). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110301>

Timilsina, G. R. (2021). Are renewable energy technologies cost competitive for electricity generation? *Renewable Energy*, 180, 658–672. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.088>

Timilsina, G., & Shah, K. (2020). Are Renewable Energy Technologies Competitive? *Proceedings of the 2020 International Conference and Utility Exhibition on Energy, Environment and Climate Change, ICUE 2020, 2018(October)*. <https://doi.org/10.1109/ICUE49301.2020.9307150>

Timmerberg, S., Sanna, A., Kaltschmitt, M., & Finkbeiner, M. (2019). Renewable electricity targets in selected MENA countries – Assessment of available resources, generation costs and GHG emissions. *Energy Reports*, 5, 1470–1487. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.10.003>

Timmons, D., Dhunny, A. Z., Elahee, K., Havumaki, B., Howells, M., Khoodaruth, A., Lema-Driscoll, A. K., Lollchund, M. R., Ramgolam, Y. K., Rughooputh, S. D. D. V., & Surroop, D. (2019). Cost minimization for fully renewable electricity systems: A Mauritius case study. *Energy Policy*, 133(July). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110895>

Tran, T. T. D., & Smith, A. D. (2017). Evaluation of renewable energy technologies and their potential for technical integration and cost-effective use within the U.S. energy sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80(April), 1372–1388. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.228>

Tran, T. T. D., & Smith, A. D. (2018). Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies. *Applied Energy*, 216(January), 157–171. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.024>

Tu, Q., Betz, R., Mo, J., & Fan, Y. (2019). The profitability of onshore wind and solar PV power projects in China - A comparative study. *Energy Policy*, 132(May 2019), 404–417. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.05.041>

UPME;Universidad de Antioquia. (2015). *Costos Nivelados De Generación De Electricidad En*

Colombia - Hidroeléctricas.

- UPME. (2014). Atlas de radiación solar de Colombia. In *Unidad de Planeación Minero Energética* (Vol. 0).
- UPME. (2015). Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia. In *Unidad de Planeación Minero Energética*. http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- UPME, UPB, IGAC, COLCIENCIAS, & IDEAM. (2015). *Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia*. <http://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1336>
- Xiao, M., Junne, T., Haas, J., & Klein, M. (2021). Plummeting costs of renewables - Are energy scenarios lagging? *Energy Strategy Reviews*, 35(December 2020), 100636. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100636>
- XM S.A. E.S.P. (2017a). *Cargo por Confiabilidad*. [https://www.xm.com.co/Promocin Primera Subasta de Energia Firme/Forms/DispForm.aspx?ID=5](https://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/Forms/DispForm.aspx?ID=5)
- XM S.A. E.S.P. (2017b). *Informe de operación del SIN y Administración del Mercado 2017*. 323.
- XM S.A. E.S.P. (2019). *Subasta energía firme: tercera subasta de energía firme (2022 - 2023)*. <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/tercera-subasta-de-energia-firme.aspx>
- XM S.A. E.S.P. (2021a). *Análisis energético de largo plazo mpode - Resultado de estudios*. Análisis energético de largo plazo mpode - resultado de estudios
- XM S.A. E.S.P. (2021b). *Obligaciones de Energía Firme*. <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/obligacion-de-energia-firme.aspx>
- XM S.A. E.S.P. (2021c). *PARATEC*. <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>
- XM S.A. E.S.P. (2021d). *XM Portal BI*. <http://portalbissrs.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>
- Yao, Y., Xu, J. H., & Sun, D. Q. (2021). Untangling global levelised cost of electricity based on multi-factor learning curve for renewable energy: Wind, solar, geothermal, hydropower and bioenergy. *Journal of Cleaner Production*, 285, 124827. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124827>
- Zappa, W., Junginger, M., & van den Broek, M. (2019). Is a 100% renewable European power system feasible by 2050? *Applied Energy*, 233–234(January 2018), 1027–1050. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.109>