

Análisis Financiero de Sistemas Fotovoltaicos: Criterios e Indicadores

Liliana Patricia Ortega Diaz y Sebastián Andrés Medina Raigoza

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

German Alfonso Osma Pinto

Ph.D en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A mi madre Yaneth Raigoza por brindarme su amor y apoyo en todo momento.

A mi padre William Medina por su afecto y consejos para seguir adelante.

A mi hermana Nicole Fragozo por ser un motor en mi vida.

A mis abuelos, tíos y primos, su cariño fue indispensable para conseguir este objetivo.

A mi novia Wendy Suarez por ser mi compañera y confiar en mi durante este proceso.

A mis amigos: Carlos Duque, Eduardo Rojas, Edgar Navarro y Cristian Alfonso. Gracias a ustedes mi paso por la universidad fue una etapa inolvidable.

Sebastian Andrés Medina Raigoza

Primeramente a Dios y a la Virgen por escuchar mis oraciones y guiarme en este camino de aprendizaje.

A mi mamá Lilia Díaz Esteban por estar en todo momento, por apoyarme, escucharme y darme ánimo en los momentos difíciles.

A mi papá Wilson Ortega Caceres por el apoyo incondicional, por estar siempre ahí para lo que necesite, por el cariño y el esfuerzo.

A mi hermano Camilo Ortega Diaz por alegrarme con su sonrisa, por llegar a mi vida a acompañarme y darme fortaleza para seguir luchando.

A mi familia, sin el apoyo de ustedes no hubiera sido posible cumplir este sueño. Mil gracias por creer en mí y por luchar conmigo.

Liliana Patricia Ortega Diaz

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander por ofrecer todos los recursos disponibles para culminar con éxito esta meta.

Al programa Gradua Tic 2021 por aportar recursos y apoyar el desarrollo de este trabajo de grado.

A mi compañera de proyecto Liliana Ortega por su colaboración y compromiso.

A mi director German Osma por sus recomendaciones y apoyo en todo momento.

Al Ingeniero Carlos Caicedo por brindar su conocimiento y experiencia.

Sebastian Andrés Medina Raigoza

A la UIS por permitirme la oportunidad de salir adelante, por enseñarme a ser fuerte, a luchar con toda por mis sueños y por brindarme los mejores lugares de aprendizaje.

A la ESSA, porque gracias a su ayuda el proceso de aprendizaje fue mucho más fácil y llevadero, por hacerme sentir parte de ella y por las actividades compartidas.

A mi compañero de tesis, Sebastián Medina, por todo el apoyo durante este proceso, un excelente amigo y compañero.

A la selección femenina de fútbol por permitirme practicar este hermoso deporte y representar a la UIS en diversos torneos. Pertenecer a ella hizo mi estadía en la universidad mucho más amena.

Al ingeniero Carlos Caicedo por brindarnos su conocimiento, ayuda y experiencia

Liliana Patricia Ortega Diaz

Tabla de Contenido

Introducción	16
1. Objetivos	20
1.1 Objetivo general	20
1.2 Objetivos específicos	20
2. Análisis financiero.....	21
2.1 Definición de análisis financiero.....	21
2.2 Inversión.....	22
2.2.1 Activos fijos	23
2.2.2 Activos diferidos	24
2.2.3 Capital de trabajo	24
2.3 Financiación de la inversión.....	26
2.4 Revisión bibliográfica	30
2.5 Indicadores y criterios financieros	32
3. Caso de estudio I: proyecto fotovoltaico EPC sin venta de excedentes	35
3.1 Información de entrada	36
3.2 Estados financieros.....	37
3.2.1 Egresos	37
3.2.2 Ingresos	39

3.2.3 Flujo de caja.....	41
3.4 Indicadores y criterios financieros caso de estudio I	43
3.5 Análisis de la inversión.....	46
4. Caso de estudio II: proyecto fotovoltaico EPC con venta de excedentes.....	47
4.1 Información de entrada	47
4.1.1 Tarifa de energía	48
4.1.2 Tarifa de excedentes.....	49
4.1.3 Proyección tarifa energía	50
4.1.3.1 Variación tarifa energía según IPC.	50
4.1.4 Proyección energía generada	52
4.1.4.1 Degradación.	52
4.1.5 Tarifa y energía proyectada a 25 años	52
4.1.6 TRM.....	53
4.2 Estados financieros.....	55
4.2.1 Egresos.....	55
4.2.1.1 CAPEX.....	55
4.2.1.2 OPEX.	56
4.2.1.3 Financiación bancaria.....	58
4.2.2 Ingresos	59
4.2.2.1 Incentivos tributarios.....	60

ANÁLISIS FINANCIERO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	6
4.2.2.1.1 Deducción de la renta líquida gravable.	60
4.2.2.1.2 Depreciación acelerada de activos.	60
4.2.3 Flujo de caja.....	62
4.3 Indicadores y criterios financieros caso de estudio II.....	64
4.4 Análisis de la inversión.....	66
5. Marco Legal y Regulatorio.....	67
5.1 Marco legal y regulatorio colombiano para acceder a incentivos tributarios	70
5.1.1 Ley 1715 de 2014.....	71
5.2 Resolución CREG 030.....	77
5.2.1 Condiciones para la integración.....	78
5.2.2 Condiciones para la conexión	81
5.2.3 Condiciones para la medición	86
5.2.3.1 Venta de excedentes.....	87
6. Guía metodológica	88
7. Conclusiones	91
8. Recomendaciones.....	92
Referencias Bibliográficas.....	93

Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Inversión inicial en sistema fotovoltaico conectado a la red</i>	25
Tabla 2 <i>Inversión inicial en sistema fotovoltaico aislado</i>	26
Tabla 3 <i>Revisión bibliográfica</i>	31
Tabla 4 <i>Indicadores y criterios financieros</i>	33
Tabla 5 <i>Información de entrada modelo EPC</i>	36
Tabla 6 <i>IPC año 2019</i>	37
Tabla 7 <i>Egresos</i>	38
Tabla 8 <i>Degradación anual y proyección tarifa de energía</i>	40
Tabla 9 <i>Ingresos</i>	41
Tabla 10 <i>Flujo de caja</i>	42
Tabla 11 <i>Factor de Descuento, Valor actual, Valor Actual Acumulado</i>	44
Tabla 12 <i>Indicadores y criterios financieros para el caso de estudio I</i>	46
Tabla 13 <i>Información de entrada caso de estudio II</i>	48
Tabla 14 <i>IPC año corrido 2021</i>	51
Tabla 15 <i>Tarifa y energía proyectada</i>	53
Tabla 16 <i>Inversión inicial</i>	55
Tabla 17 <i>Criterio Estimación OPEX</i>	56
Tabla 18 <i>OPEX proyectado</i>	57
Tabla 19 <i>Amortización anual</i>	58
Tabla 20 <i>Egresos</i>	59

Tabla 21 <i>Descuento sobre la renta</i>	60
Tabla 22 <i>Depreciación acelerada</i>	61
Tabla 23 <i>Ingresos</i>	62
Tabla 24 <i>Flujo de caja</i>	63
Tabla 25 <i>Indicadores para el caso A</i>	64
Tabla 26 <i>Indicadores y criterios para el caso A</i>	65
Tabla 27 <i>Indicadores para el caso B</i>	65
Tabla 28 <i>Indicadores y criterios para el caso B</i>	66

Lista de Figuras

Figura 1 <i>Generalidades de un análisis financiero</i>	22
Figura 2 <i>Inversión</i>	23
Figura 3 <i>Activos Fijos</i>	24
Figura 4 <i>Activos y Pasivos</i>	25
Figura 5 <i>Clasificación general de las fuentes de financiación</i>	27
Figura 6 <i>Tipo de financiación según el origen de los fondos</i>	28
Figura 7 <i>Flujo de caja</i>	42
Figura 8 <i>Tarifa ESSA</i>	49
Figura 9 <i>Degradación anual porcentual</i>	52
Figura 10 <i>TRM últimos 10 años</i>	54
Figura 11 <i>TRM últimos 6 meses</i>	54
Figura 12 <i>Flujo de caja</i>	64
Figura 13 <i>Crecimiento de instalaciones solares en los Estados Unidos</i>	67
Figura 14 <i>Marco legal y regulatorio colombiano para proyectos con FNCER</i>	69
Figura 15 <i>Marco normativo para aplicación de incentivos tributarios con FNCER</i>	71
Figura 16 <i>Incentivos tributarios</i>	72
Figura 17 <i>Deducción en impuesto de renta</i>	72
Figura 18 <i>Exclusión de IVA</i>	73
Figura 19 <i>Exención de aranceles</i>	73
Figura 20 <i>Depreciación acelerada de activos</i>	74
Figura 21 <i>Consideraciones para aplicar los incentivos tributarios</i>	75

Figura 22 <i>Cambios normativos importantes Ley 2099 de 2021</i>	76
Figura 23 <i>Agentes que aplican en resolución CREG 030</i>	77
Figura 24 <i>Condiciones para la integración, conexión y medición</i>	78
Figura 25 <i>Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel tensión 1</i>	79
Figura 26 <i>Información Importante para la integración</i>	80
Figura 27 <i>Información de disponibilidad entregada por el OR</i>	81
Figura 28 <i>Formulario de conexión simplificada</i>	83
Figura 29 <i>Procedimiento de conexión para AGPE con $CI \leq 0,1$ MW y GD</i>	84
Figura 30 <i>Procedimiento de conexión para AGPE con $0,1$ MW < $CI \leq 1$ MW</i>	85
Figura 31 <i>Requisito sistema de medición para AGPE y GD</i>	86
Figura 32 <i>Excedentes tipo I y tipo II</i>	87
Figura 33 <i>Página web desarrollada</i>	89
Figura 34 <i>Página web ejemplo y vídeo</i>	90
Figura 35 <i>Plantilla ejemplo</i>	90

Glosario

Acuerdo: Concierto de dos o más voluntades de personas que llevan a un mismo fin, resolución tomada por unanimidad sobre cualquier asunto (SUIN, 2021).

Arancel: Es un tributo que se impone sobre un bien o servicio cuando cruza la frontera de un país (Sevilla, 2015).

Autogeneración: Actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades (CREG 030, 2018)

Autogenerador a gran escala: Autogenerador con potencia instalada superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya, es decir, superior a 1 MW (CREG 030, 2018).

Autogenerador a pequeña escala, AGPE: Autogenerador con potencia instalada igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya, es decir, igual o inferior a 1 MW (CREG 030, 2018).

Capacidad instalada: Es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico (CREG 030, 2018).

Circular: Acto administrativo mediante el cual una autoridad administrativa competente, imparte instrucciones o reglamenta el cumplimiento de alguna norma (SUIN, 2021).

Crédito de energía: Cantidad de energía exportada a la red por un AGPE con FNCER que se permuta contra la importación de energía que éste realice durante un periodo de facturación (CREG 030, 2018).

Declaración de renta: Es un documento en el que se consignan los ingresos, los egresos y las inversiones. Se presenta ante la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) y es

utilizado por el Estado para calcular si el contribuyente deberá pagar impuestos y a cuánto ascenderán sus obligaciones (Delgado, 2017).

Decreto: Es un acto administrativo emanado por el Poder ejecutivo y que generalmente posee un contenido normativo reglamentario de una ley, por lo que su rango es jerárquicamente inferior a las leyes (SUIN, 2021).

Deducción fiscal: Es una disminución en la tasa tributaria de un impuesto del que tuviésemos que pagar cualquier contribuyente, por tanto, es un beneficio económico de la Ley Tributaria, que facilita a algún contribuyente en sus gastos deducibles (González, s. f.).

Depreciación: Mecanismo mediante el cual se reconoce contable y financieramente el desgaste y pérdida de valor que sufre un bien o un activo por el uso que se haga de él con el paso del tiempo (Gerencie, 2019).

Excedentes: Toda exportación de energía realizada por un autogenerador (CREG 030, 2018).

Exención fiscal: Derecho por el cual un hecho por el que debía pagarse un impuesto queda exonerado del mismo (Gil, 2015).

Exportación de energía: Cantidad de energía entregada a la red por un AGPE o GD (CREG 030, 2018).

Generador distribuido, GD: Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con una potencia instalada menor o igual a 0,1 MW (CREG 030, 2018).

Importación de energía: Cantidad de energía consumida de la red por un autogenerador (CREG 030, 2018).

Ley: Regla o norma que expide el Congreso, con sujeción a la Constitución, que contiene mandatos de carácter general y abstracto que se aplican en el territorio nacional (SUIN, 2021).

Marco Legal y Regulatorio: Conjunto de leyes y reglamentos que indican los límites y las bases sobre las que una persona o una institución puede actuar (SUIN, 2021).

Norma: Regla de conducta respecto a determinadas tareas o actividades (SUIN, 2021).

Normativa: Conjunto de normas aplicables a una determinada materia o actividad (SUIN, 2021).

Potencia instalada de generación: Valor declarado al Centro Nacional de Despacho, CND, por el generador distribuido en el momento del registro de la frontera de generación expresado en MW, con una precisión de cuatro decimales. Este valor será la máxima capacidad que puede entregar a la red en la frontera de generación (CREG 030, 2018).

Reglamento: Conjunto de reglas o preceptos dictados por una autoridad competente para la ejecución de una ley, para el funcionamiento de una entidad, corporación o de una actividad (SUIN, 2021).

Resolución: Acto administrativo de carácter general o específico que se expide conforme a las competencias definidas en la Ley, con el fin de adoptar decisiones o fijar procedimientos. (SUIN, 2021).

Resumen

Título: Análisis Financiero de Sistemas Fotovoltaicos: Criterios e indicadores*

Autor: Liliana Patricia Ortega Diaz, Sebastian Andres Medina Raigoza**

Palabras Clave: Análisis financiero, criterios financieros, flujo de caja, herramienta web, incentivos tributarios, marco regulatorio colombiano, resolución CREG 030, sistemas fotovoltaicos.

Descripción: Con el fin de fortalecer competencias de futuros egresados de la escuela de ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones (E3T), se considera pertinente profundizar en la temática análisis financiero de sistemas fotovoltaicos. Por esta razón, este trabajo de investigación presenta el desarrollo de una guía metodológica que permite a los estudiantes apropiarse de fundamentos sobre evaluación financiera de proyectos fotovoltaicos.

Inicialmente, se presentan generalidades de gestión de proyectos y a partir de una revisión bibliográfica se identifica el proceso de elaboración, información de entrada, indicadores y criterios. Luego, se describen los indicadores más utilizados y posteriormente se explican 2 casos de estudios: el caso I sin venta de excedentes a la red y el caso II con excedentes.

Seguidamente, se presenta el marco regulatorio Colombiano relacionado con proyectos fotovoltaicos, para esto se muestra una línea de tiempo con leyes, resoluciones, decretos y circulares, se hace énfasis en la Ley 1715 de 2014, la cual establece incentivos tributarios y en la resolución CREG 030, donde se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida.

Por último, se desarrolla una página web que resume la información presentada en esta investigación, donde se incluye una plantilla de Excel y un video explicativo del caso de estudio I. Esta herramienta tiene como objetivo apoyar el proceso de formación del estudiante y aportar competencias que le permitan desempeñarse en el sector fotovoltaico.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: German Alfonso Osma Pinto.

Abstract

Title: Financial Analysis of Photovoltaic Systems: Criteria and indicators*

Author: Liliana Patricia Ortega Diaz, Sebastian Andres Medina Raigoza**

Key Words: Financial analysis, financial criteria, cash flow, tax incentives, web tool, Colombian regulatory framework, Resolution CREG 030, photovoltaic systems.

Description: In order to strengthen the competencies of future graduates of the school of electrical, electronic and telecommunications engineering (E3T), it is considered pertinent to delve into the topic of financial analysis of photovoltaic systems. For this reason, this research work presents the development of a methodological guide that allows students to appropriate fundamentals on the financial evaluation of photovoltaic projects.

Initially, project management generalities are presented and, based on a bibliographic review, the development process, input information, indicators and criteria are identified. Then, the most used indicators are described and later 2 case studies are explained: case I without sale of surpluses to the network and case II with surpluses.

Next, the Colombian regulatory framework related to photovoltaic projects is presented, for this a timeline with laws, resolutions, decrees and circulars is shown, emphasis is placed on Law 1715 of 2014, which establishes tax incentives and the Resolution CREG 030, where small-scale self-generation and distributed generation activities are regulated.

Finally, a web page is developed that summarizes the information presented in this research, which includes an Excel template and an explanatory video of case study I. This tool aims to support the student's training process and provide skills that allow you to perform in the photovoltaic sector.

* Degree Work

** Faculty of Physicomechanical Engineering, School of electrical, electronic and telecommunications engineering.
Director: German Alfonso Osma Pinto.

Introducción

El calentamiento global y los gases de efecto invernadero son generados principalmente por las emisiones de CO₂ en la quema de combustibles fósiles para la producción de energía. Estos son responsables de cambios en los ecosistemas, desertificación, derretimiento de los polos, acidificación de los océanos, fenómenos meteorológicos extremos, extinción de especies y migraciones masivas (Acciona, s. f.-a). Por esta razón, se necesitan soluciones a corto y mediano plazo que permitan apuntar a un planeta más sostenible, es ahí donde los países están haciendo un gran esfuerzo en buscar fuentes de energía amigables con el medio ambiente, que permitan realizar una transición energética y apuntar a la descarbonización (Banco Mundial, 2017).

Lo anterior ha traído consigo gran desarrollo en la generación de energía solar fotovoltaica, la cual es una fuente de energía renovable que aprovecha la energía del sol para convertirla en electricidad (Acciona, s. f.-b). Asimismo, esta tecnología tiene grandes ventajas como: cero emisiones de CO₂ durante su operación, reducción de precios de kWh, fácil implementación y nuevos modelos de negocio. Además, su costo de implementación se ha reducido considerablemente en los últimos años (Monterrosa, 2018).

Colombia tiene el privilegio de mantener un buen nivel de irradiancia global horizontal debido a su ubicación respecto a la línea ecuatorial, lo que permite aprovechar bastantes horas de luz solar para la generación de energía. Esto hace que el país apueste por esta tecnología; sin embargo, a pesar de que los costos de producción han disminuido, aún se requiere una gran inversión inicial para poner en marcha proyectos fotovoltaicos. Asimismo, las investigaciones han

demostrado que se necesitan incentivos tributarios para que estos proyectos generen rentabilidad y compitan con otras fuentes de generación (Bitar y Chamas, 2017).

Desde que se promulgó la Ley 1715 de 2014, los interesados en realizar proyectos fotovoltaicos han aumentado. Este incremento ha sido ocasionado por los incentivos tributarios estipulados en esta ley y otras regulaciones. Solo hasta 2016 se inició la aplicación de los beneficios siguiendo el paso a paso del proceso para adquirir los descuentos. Además, en 2018 surgió la Resolución CREG 030 de 2018, “por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional” (CREG 030, 2018). En otras palabras, esta resolución menciona que al producir energía, el usuario puede reducir el precio de la factura de energía eléctrica y si es el caso vender excedentes a la red. También han surgido otras leyes que incentivan la inversión en proyectos con Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como la Ley 2036 de 2020 que, “promueve la participación de las entidades territoriales en los proyectos de generación de energías alternativas renovables y se dictan otras disposiciones” (Ley 2036, 2020). Esta ley menciona que los proyectos de FNCER pueden ser financiados por el Gobierno y el Sistema Nacional de Regalías siempre y cuando sean tramitados de acuerdo con normatividad vigente y sean vigilados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), así mismo enfatiza que tendrá prioridad su ejecución en el sector rural y la mano de obra local. Adicionalmente, se ha potencializado la inversión en proyectos fotovoltaicos gracias a la subasta de energías renovables, que es un mecanismo para contratar a largo plazo proyectos de generación con FNCER (eólica, fotovoltaica y biomasa). En octubre de 2019 se llevó a cabo la primera de estas subastas en Colombia pasando de 50 MW de capacidad instalada a más de 2200 MW para 2022. Con esto se aumentó más de 40 veces la capacidad de generación eléctrica a partir de fuentes como la solar y eólica (UPME, 2019). En

2021 se espera una nueva subasta muy competitiva que permita materializar proyectos registrados en la UPME. En Colombia se destacan varios proyectos a lo largo de todo el país, los cuales en 2020 se encontraban en estudios de viabilidad (Bnamericas, 2020). Uno de ellos es Sebastosol que tendrá una capacidad propuesta de 700 MW y estará ubicado en Cimitarra, Santander. Este se encuentra en fase 2 en el registro de proyectos de la UPME y entrará en operación a finales de 2023 (UPME, 2020).

Ahora bien, existen 2 modelos de negocio que han facilitado la implementación de estos proyectos. El primero es el modelo PPA (*Power Purchase Agreement*) el cual es un acuerdo de compra y venta de energía entre un comprador y un generador de energía generalmente a largo plazo. En este tipo de contrato el cliente no es dueño de los activos y se llega a un acuerdo por la tarifa de energía; este modelo tiene ventajas como son: la inversión inicial por parte del cliente es cero, no tiene gastos de mantenimiento y tiene ahorros inmediatos de energía. Finalmente, luego de terminar el contrato el cliente puede comprar los activos o extender el contrato. El segundo modelo es el EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) el cual es un contrato para construcción del proyecto. En este último modelo, la inversión es realizada por el cliente; quien es dueño de los activos y finalmente puede acceder a incentivos tributarios. En este sentido, es útil para empresas que buscan reducir impuestos, ahorrar dinero y contribuir al cuidado del medio ambiente (Echeverri, 2016).

Por todo lo mencionado, es importante que el ingeniero electricista egresado de la Universidad Industrial de Santander (UIS) fortalezca sus conocimientos en análisis financiero de sistemas fotovoltaicos debido al incremento de este tipo de proyectos en Colombia (Renewable Energy Magazine, 2020). Lo anterior va ligado a la relevancia de conocer sobre gestión de proyectos, ya que, es un conjunto de metodologías para planificar y dirigir los procesos de un

proyecto (Guillén, 2018). Además, se debe tener en cuenta el marco legal y regulatorio colombiano, con el fin de conocer los beneficios económicos ofrecidos por la rama legislativa al invertir en energías renovables y las normas que se deben cumplir para diseñar y ejecutar de manera adecuada proyectos de generación fotovoltaica.

En consecuencia, este trabajo propone describir consideraciones, procesos de elaboración e interpretación de análisis financiero de sistemas fotovoltaicos. En primer lugar, se explican generalidad de gestión de proyectos. En segundo lugar, se realiza una revisión bibliográfica para reconocer lineamientos e indicadores utilizados en el análisis financiero de proyectos fotovoltaicos. En tercer lugar, a partir de un ejemplo, se identifican y explican las partes, criterios e indicadores del análisis financiero. Después, se describe el marco normativo y regulatorio colombiano. Finalmente, se desarrolla una página web con el objetivo de explicar el paso a paso de análisis financiero de proyectos de generación fotovoltaica.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Describir las consideraciones, proceso de elaboración e interpretación de análisis financieros de sistemas fotovoltaicos.

1.2 Objetivos específicos

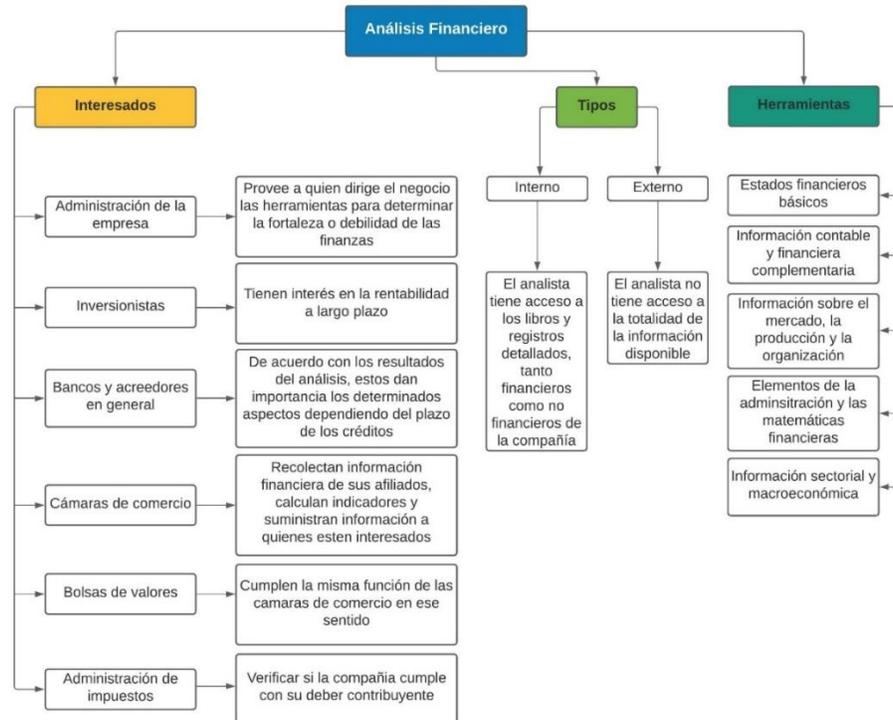
- Describir las partes, información requerida y herramientas usadas en el análisis financiero de proyectos de generación fotovoltaica.
- Identificar indicadores y criterios empleados en análisis financieros de proyectos de generación fotovoltaica.
- Identificar aspectos legales y regulatorios que deben ser considerados en el análisis financiero de proyectos de generación fotovoltaica.
- Proponer una guía metodológica para el análisis financiero de proyectos de generación fotovoltaica considerando el contexto colombiano.

2. Análisis financiero

2.1 Definición de análisis financiero

Se puede definir como un proceso que comprende la recopilación, interpretación, comparación y estudio de los estados financieros y los datos operacionales de un negocio. Esto implica el cálculo e interpretación de porcentajes, tasas, tendencias, indicadores y estados financieros, complementarios o auxiliares, los cuales sirven para evaluar el desempeño financiero y operacional de la firma, lo que ayuda de manera decisiva a los administradores, inversionistas y acreedores a tomar sus respectivas decisiones. El análisis, cualquiera que sea su finalidad, requiere una comprensión amplia y detallada de la naturaleza y limitaciones de los estados financieros, puesto que el analista tiene que determinar si las diversas partidas presentan una relación razonable entre sí, lo cual permite calificar las políticas financieras y administrativas de buenas, regulares o malas (Ortiz Anaya, 2011,p.15).

La Figura 1 presenta generalidades de un análisis financiero.

Figura 1*Generalidades de un análisis financiero*

Nota. Mapa conceptual elaborado con información de (Ortiz Anaya, 2011).

2.2 Inversión

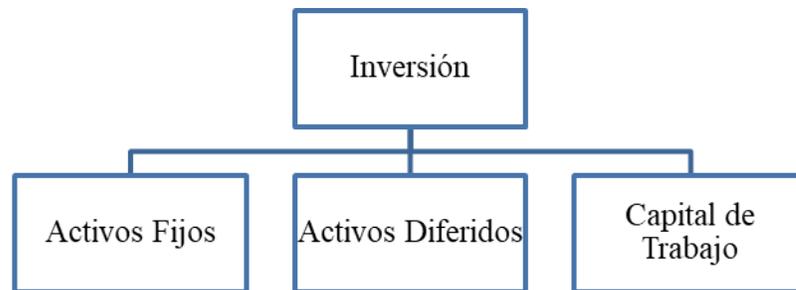
Una inversión es una actividad que consiste en asignar recursos con el objetivo de obtener un beneficio de cualquier tipo.

En economía los recursos suelen identificarse como los costos asociados. Los principales recursos son tierra, tiempo, trabajo y capital. Cuando se realiza una inversión se asume un coste de oportunidad al renunciar a esos recursos en el presente para lograr el beneficio futuro, el cual es incierto. Para disponer de dinero para invertir es necesario haber tenido ingresos y ahorrado previamente parte de estos ingresos (López, 2018).

La inversión está conformada por activos fijos, activos diferidos y capital trabajo como se muestra en la Figura 2.

Figura 2

Inversión



Nota. Información tomada de (Campos & Garcia, 2021).

2.2.1 Activos fijos

Son bienes tangibles usados en el proyecto o como apoyo al mismo. Algunos ejemplos de activos fijos son los terrenos, las edificaciones y la maquinaria. Los activos fijos se clasifican en activos fijos depreciables, activos fijos no depreciables y activos fijos agotables como se muestra en la Figura 3.

Figura 3*Activos Fijos*

Activos fijos depreciables	Activos fijos no depreciables	Activos agotables
<ul style="list-style-type: none"> • Los activos fijos depreciables pierden valor por el deterioro causado por el uso y por la acción de factores naturales como los componentes de los sistemas fotovoltaicos 	<ul style="list-style-type: none"> • Los activos fijos no depreciables tienen una vida útil limitada como los terrenos y edificaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los activos fijos agotables son representados por recursos naturales controlados por la empresa, cuya cantidad y valor disminuyen debido a su uso continuo.

Nota. Información tomada de (Campos & Garcia, 2021)

2.2.2 Activos diferidos

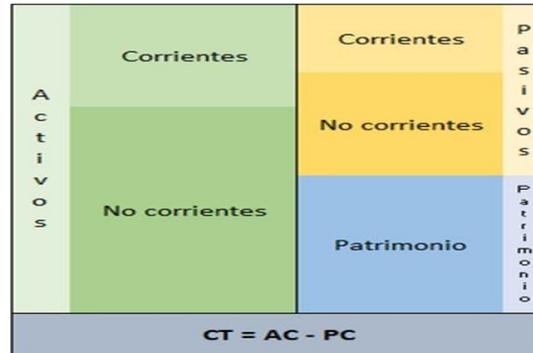
Son servicios o derechos adquiridos necesarios para la puesta en marcha del proyecto.

Algunos ejemplos de este tipo de activos son licencias, software y capacitaciones.

2.2.3 Capital de trabajo

El capital trabajo son los recursos disponibles para poner en funcionamiento el proyecto.

La Figura 4 muestra el esquema de activos y pasivos que se tienen en cuenta en el cálculo del capital trabajo.

Figura 4*Activos y Pasivos*

Nota: Figura tomada de (Campos & Garcia, 2021).

La Tabla 1 y 2 muestran consideraciones en la inversión inicial de proyectos fotovoltaicos conectados a la red y aislados respectivamente.

Tabla 1*Inversión inicial en sistema fotovoltaico conectado a la red*

Sistema fotovoltaico conectado a la red
Obras civiles
Adecuación y reforzamiento estructural de la cubierta
Suministro e instalación de líneas de vida
Suministro e instalación de soportes de módulos fotovoltaicos. Incluye accesorios, uniones y soportes
Instalación de equipos
Suministro e instalación de panel fotovoltaico
Suministro e instalación de sistema de medición, comunicación y monitoreo
Suministro e instalación del inversor
Instalaciones Internas
Suministro e instalación de puesta a tierra
Suministro e instalación de cableado
Suministro e instalación de tubería para cableado del sistema fotovoltaico
Suministro e instalación de tablero general y protecciones eléctricas
Sistema de apantallamiento
Suministro e instalación de sistema de apantallamiento
Trámites legales
Certificación RETIE
Legalización CREG 030 de 2018
Certificación UPME, Ley 1715 de 2014

Tabla 2*Inversión inicial en sistema fotovoltaico aislado*

Sistema fotovoltaico aislado
Obras civiles
Adecuación y reforzamiento estructural de la cubierta
Suministro e instalación de líneas de vida
Suministro e instalación de soportes de módulos fotovoltaicos. Incluye accesorios, uniones y soportes
Instalación de equipos
Suministro e instalación de panel fotovoltaico
Suministro e instalación de sistema de medición, comunicación y monitoreo
Suministro e instalación del inversor
Suministro e instalación del sistema de almacenamiento
Suministro e instalación del controlador de carga
Instalaciones Internas
Suministro e instalación de puesta a tierra
Suministro e instalación de cableado
Suministro e instalación de tubería para cableado del sistema fotovoltaico
Suministro e instalación de tablero general y protecciones eléctricas
Sistema de apantallamiento
Suministro e instalación de sistema de apantallamiento
Trámites legales
Certificación RETIE
Certificación UPME, Ley 1715 de 2014

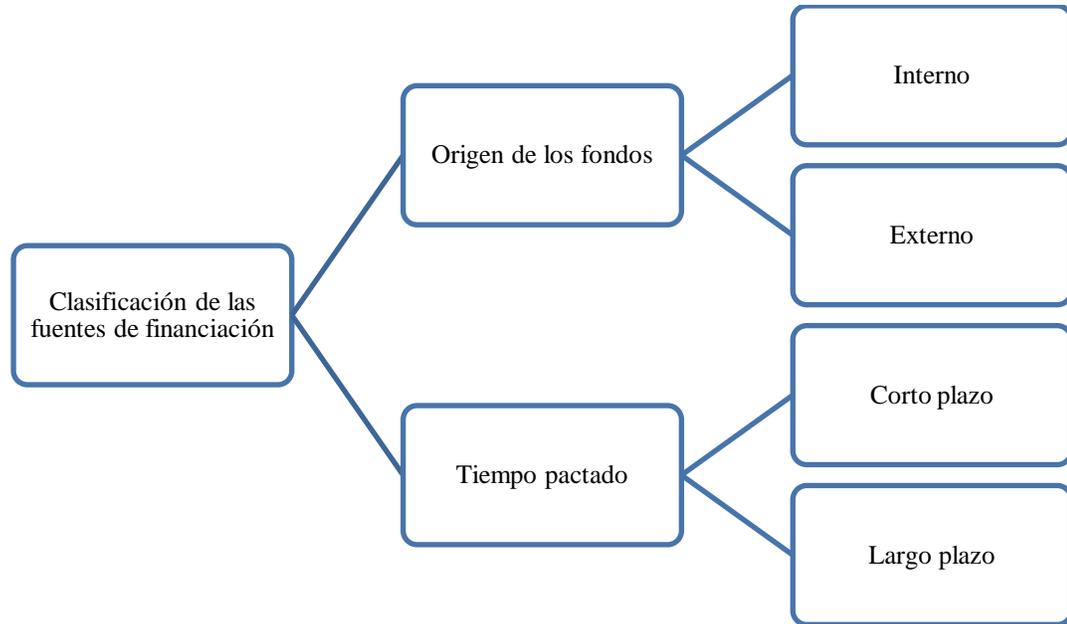
2.3 Financiación de la inversión

Financiación: se trata del proceso de captación de fondos para desarrollar una actividad empresarial. Es la que da soporte a todos los activos de los que dispone una organización y proviene de distintas fuentes. Las distintas vías de entrada de capital constituyen las fuentes de financiación. Para valorar las fuentes de financiación de una empresa es esencial que su coste no supere el rendimiento económico del negocio (Circulantis, s. f.).

Las fuentes de financiamiento se pueden clasificar según el origen de los fondos y según el tiempo pactado para su devolución. La Figura 5 muestra su clasificación.

Figura 5

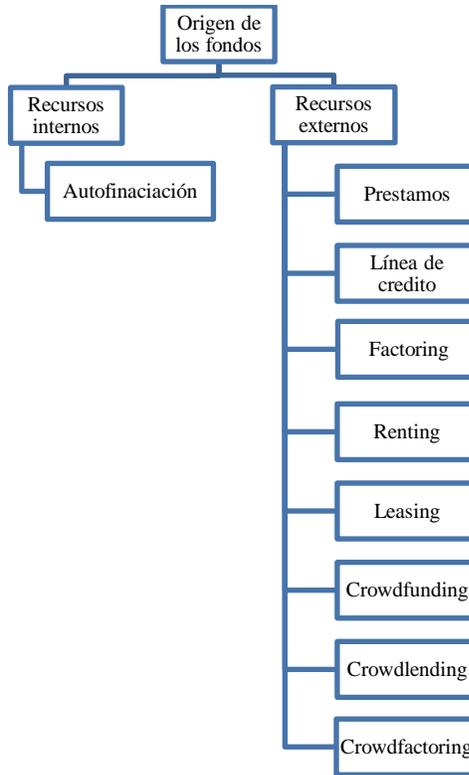
Clasificación general de las fuentes de financiación



La Figura 6 muestra algunos tipos de financiación según el origen de los fondos.

Figura 6

Tipo de financiación según el origen de los fondos



Recursos internos: la financiación del proyecto se realiza 100% con recursos propios de la empresa.

Recursos externos: la financiación del proyecto se realiza 100% con recursos ajenos a la empresa.

Autofinanciación: Es la que obtiene la empresa a través del beneficio neto.

Préstamos: es un contrato en el cual se formaliza la entrega de un dinero por parte de una entidad financiera. El cliente que solicita el préstamo se compromete a devolver la cantidad prestada más los intereses a lo largo de un periodo acordado (Circulantis, s. f.).

Líneas de crédito: el banco o entidad financiera pone a disposición del cliente una cantidad de dinero limitada durante un plazo establecido. El cliente solo devuelve el dinero utilizado más los intereses (Westreicher, 2018).

Factoring: modalidad de financiación en la que empresas ceden su cartera de clientes (toda o parte de ella) a una entidad (factor) para que esta ejerza la gestión de cobro y le conceda al mismo tiempo el anticipo de facturas, pagarés, certificaciones u otros documentos comerciales conformados (Circulantis, s. f.).

Leasing: es un contrato financiero donde una empresa cede el uso de un bien a otra durante un periodo determinado y a cambio de unas cuotas periódicas (NoviCap, 2021). Durante el periodo del leasing el arrendatario no tiene que asumir la depreciación de los activos, al finalizar el contrato la empresa tiene la opción de ejercer la compra sobre el bien. En este contrato los servicios de mantenimiento los asume el arrendatario.

Renting: de la misma manera que el leasing, el renting es un contrato de arrendamiento donde se cede el uso de un bien durante un periodo determinado y a cambio de unas cuotas periódicas. La principal diferencia es que al finalizar el contrato el arrendatario no tiene la opción de ejercer la compra sobre el bien. En este contrato los servicios de mantenimiento están incluidos y los asume el arrendador.

Fuentes de financiación alternativas: estas fuentes de financiación son alternativas para reducir la financiación bancaria y han estado en auge debido a la revolución tecnológica, existen plataformas *online e-crowd* que canalizan el dinero de inversionistas particulares y profesionales para realizar inversiones colectivas. Se fundamentan en la formula P2P (*peer to peer*, de persona a persona). Las principales modalidades son el *crowdfunding* , *crowdlending* y *crowdfactoring*.

Crowdfunding: modalidad de financiación mediante la cual una empresa obtiene recursos a partir de varios inversionistas. Existen 2 variantes de *crowdfunding*: la donación y la recompensa. En la donación el inversor no obtiene participación a cambio de su inversión y en la recompensa si obtiene participación dependiendo de la cantidad que aporte al proyecto.

Crowdlending: similar al crowdfunding en esta modalidad se obtiene recursos a partir de varios inversionistas particulares, sin embargo, en el *crowdlending* se debe devolver el dinero prestado más los intereses asociados (prestamos o líneas de crédito).

Crowfactoring: Es una modalidad de *factoring* en la que empresas anticipan el cobro de sus facturas, el inversor es quien adelanta el dinero y obtiene a cambio una rentabilidad al vencimiento de la factura, recuperando en ese momento capital invertido e intereses (EFPA, 2019).

2.4 Revisión bibliográfica

Se realizó una revisión bibliográfica con el objetivo de identificar el proceso de elaboración de un análisis financiero de proyectos fotovoltaicos. Para esto se revisaron proyectos de investigación y artículos a nivel nacional e internacional, donde se identificó información de entrada, criterios, indicadores y herramientas utilizadas. La Tabla 3 presenta la revisión bibliográfica.

Indicadores utilizados	-VAN	-VAN -PAYBACK	-VAN -TIR	-VAN -TIR	-VAN -TIR	-VAN -TIR -PAYBACK	-VAN -TIR
Software	HOMER	SAM (System Advisor Model)	Excel	Excel	RETScreen	Excel	Excel
Resumen	Este artículo muestra la viabilidad económica de generar paneles fotovoltaicos en Puerto Rico aprovechando la ubicación de este país.	Este artículo muestra la viabilidad económica de generar electricidad a través de paneles fotovoltaicos en una vivienda en Recife, Brasil	Este trabajo muestra un análisis técnico y financiero para un SF On grid montado en los parqueaderos de la UPB. El análisis financiero se evaluó para 5 configuraciones fotovoltaicas diferentes.	Este trabajo de grado presenta el análisis financiero de un sistema fotovoltaico para el alumbrado de áreas comunes en 3 conjuntos residenciales.	Esta Investigación muestra la viabilidad económica de generar electricidad a través de paneles fotovoltaicos reemplazando la red eléctrica en una edificación en Bucaramanga.	Este documento presenta la viabilidad de implementar SF en el sector industrial de Colombia. Para esto se realiza un análisis financiero y se evalúa el potencial del negocio en las principales ciudades del país.	Este documento muestra un estudio de la viabilidad financiera en proyectos de generación fotovoltaica para puestos de salud en Colombia.

2.5 Indicadores y criterios financieros

A partir de la revisión bibliográfica se identificaron parámetros utilizados en gestión de proyectos fotovoltaicos, la Tabla 4 explica los criterios e indicadores más importantes.

Tabla 4*Indicadores y criterios financieros*

Parámetro	Definición	Observaciones
Estados financieros	“Representa la situación de los activos, los pasivos y el patrimonio de una empresa” (Ortiz Anaya, 2011).	Existen 3 principales estados financieros: estado de resultados, balance general y el flujo de caja.
Flujo de Caja (FC)	Es un documento o informe financiero que muestra los flujos de ingresos y egresos de efectivo que tiene una empresa durante un periodo de tiempo determinado.	$F_t = Ingresos_t - Egresos_t$ Ft: Flujo de dinero en cada periodo t t: Periodo de la inversión
Tasa de Descuento (d)	Es el coste de capital que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. Es muy utilizada a la hora de evaluar proyectos de inversión. Nos indica cuánto vale ahora el dinero que recibiremos en una fecha posterior (Burguillo, 2015).	$d = \frac{i}{(i + 1)}$ i: Tipo de interés
Valor actual (VA)	“Es la forma de valorar activos, cuyo cálculo es el descontar el flujo futuro en base a una tasa de rentabilidad ofrecida por alternativas de inversión comparables, denominada costo de capital o tasa mínima” (Broseta, 2021).	$VA = \frac{VF_t}{(1 + d)^t}$ Donde: $FD = \frac{1}{(1 + d)^t}$ $VA_t = VF_t \times FD_t$ VFt: Valor futuro FDt: Factor de descuento d: Tasa de descuento t: Periodo de la inversión
Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	Es la tasa mínima que se utiliza para determinar el valor actual neto de los flujos futuros de caja del proyecto y es la rentabilidad mínima que se le debe exigir el proyecto para tomar la decisión de invertir.	“Esta tasa se define de acuerdo con el conocimiento que se tenga sobre el proyecto y demás análisis que se hagan al respecto” (“TIO”, 2017).
Valor Actual Neto (VAN)	Es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN sirve para ver si las inversiones son ejecutables y para ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos (Velayos, 2014).	$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1 + k)^t}$ I ₀ : Inversión inicial (t=0) Ft: Flujo de dinero en cada periodo t n: Número de periodos de tiempo k: Tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión t: Periodo de la inversión VAN > 0 el proyecto generará beneficios VAN = 0 el proyecto no generará ni beneficios ni pérdidas, es indiferente VAN < 0 el proyecto generará pérdidas

Tasa Interna de Retorno (TIR)	Es un indicador muy utilizado para calcular la rentabilidad de un proyecto. La TIR es la tasa de descuento que ofrece la rentabilidad mínima de una inversión y se calcula cuando el VAN es igual a 0.	$VAN = -I_0 \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1 + TIR)^t} = 0$
		<p>Io: Inversión inicial (t=0) Ft: Flujo de dinero en cada periodo t n: Número de periodos de tiempo k: Tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión t: Periodo de la inversión</p> <p>TIR > k, el proyecto debe ser aceptado. En este caso la tasa de rendimiento es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión</p> <p>TIR = k, misma situación que pasa cuando el VAN = 0, el proyecto es indiferente</p> <p>TIR < k, el proyecto debe ser rechazado. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.</p>
Relación Beneficio Costo (B/C)	Es un método utilizado por entidades crediticias internacionales para evaluar un proyecto, expresa la relación entre los ingresos y egresos de una inversión. Se calcula como la suma del valor actual de los ingresos dividido en la suma del valor actual de los egresos.	$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=1}^n VA (Ingresos_t)}{\sum_{t=1}^n VA (Egresos_t) + I_0}$
		<p>Io: Inversión inicial (t=0) n: Número de periodos de tiempo t: Periodo de la inversión</p> <p>B/C > 1 los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es atractivo.</p> <p>B/C = 1 ingresos son iguales que los egresos, entonces el proyecto es indiferente.</p> <p>B/C < 1 ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es atractivo</p>
Retorno de la Inversión (ROI)	Es un indicador que sirve para medir de forma sencilla el beneficio financiero de un activo según la cantidad invertida. Es decir, indica si el proyecto devuelve más o menos el capital invertido (eficiencia de una inversión), sin embargo, tiene algunas desventajas y es que no tiene en cuenta el horizonte temporal "periodo de tiempo durante el cual el inversor está dispuesto a mantener invertido su capital, sin que se prevea necesitarlo para otros fines" (Romero, 2018). Para valorar inversiones se queda un poco corto pero es útil si se combina con otros indicadores.	$ROI = \frac{Ingresos - Costos}{Costos} \times 100\%$
		<p>ROI > 0 hay utilidades</p> <p>ROI = 0 es indiferente</p> <p>ROI < 0 no hay utilidades</p>
Plazo de Recuperación (Payback)	Es un indicador que representa el tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. También existe el Payback descontado el cual considera la variación del dinero en el tiempo, es decir se calcula a partir de los valores actuales.	$Payback = Pu + \frac{ FA_{pu} }{F_{pu+1}}$
		<p>Pu: Último periodo con flujo de caja acumulado negativo FA_{Pu}: Valor del último flujo de caja acumulado negativo F_{Pu+1}: Valor del flujo de caja en el siguiente periodo</p>

		$IR = \frac{\sum_{t=1}^n VA(F_t)}{I_0}$
Índice de Rentabilidad (IR)	Es un indicador que muestra la relación que existe entre el valor actual de los flujos de cajas futuros y la inversión inicial que se necesita para ejecutar un proyecto.	<p>I₀: Inversión inicial (t=0) Ft: Flujo de dinero en cada periodo t n: Número de periodos de tiempo t: Periodo de la inversión</p> <p>IR > 1 proyecto atractivo IR = 1 proyecto indiferente IR < 1 proyecto debe ser rechazado</p>
Índice de Endeudamiento Financiero	Es una relación de deuda que sirve para medir el apalancamiento financiero de una empresa. Este índice se calcula dividiendo el pasivo total de una empresa por su patrimonio neto, e indica cuánta deuda usa una empresa para financiar sus activos con relación al patrimonio neto (Índice, s. f.).	Este índice se calcula dividiendo el pasivo total de una empresa por su patrimonio neto, e indica cuánta deuda usa una empresa para financiar sus activos con relación al patrimonio neto.
Índice de Precios al Consumidor (IPC)	Este indicador “mide la evolución del costo promedio de una canasta de bienes y servicios representativa del consumo final de los hogares, expresado en relación con un período base” (BANREP, s. f.-a).	El dato del IPC, en Colombia, lo calcula mensualmente el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) (BANREP, s. f.-a).
Índice de Precios del Productor (IPP)	Es un indicador de la evolución de los precios de venta del productor, correspondientes al primer canal de comercialización o distribución de los bienes transados en la economía (BANREP, s. f.-b).	El IPP representa la evolución en los precios de venta del productor, mientras el IPC mide la variación del precio de una canasta de bienes y servicios del consumidor.
Tasa de cambio representativa del mercado (TRM)	Es la cantidad de pesos colombianos por un dólar de los Estados Unidos. La TRM se calcula con base en las operaciones de compra y venta de divisas entre intermediarios financieros que transan en el mercado cambiario colombiano, con cumplimiento el mismo día cuando se realiza la negociación de las divisas (BANREP, s. f.-c).	Actualmente la Superintendencia Financiera de Colombia es la que calcula y certifica diariamente la TRM con base en las operaciones registradas el día hábil inmediatamente anterior.

3. Caso de estudio I: proyecto fotovoltaico EPC sin venta de excedentes

Esta sección explica el análisis financiero de un proyecto fotovoltaico conectado a la red. El objetivo del proyecto es reducir el cobro generado por el servicio de energía eléctrica y tiene como finalidad encontrar el modelo de negocio con mejores indicadores de retorno. A partir de este ejemplo se muestra el proceso de elaboración, información de entrada, indicadores y herramientas utilizadas en el análisis financiero de proyectos fotovoltaicos conectados a la red con un modelo EPC sin venta de excedentes, no obstante, este procedimiento también aplica para un caso con venta de excedentes a la red.

3.1 Información de entrada

En primer lugar, se estima el porcentaje (%) de energía que cubrirán los paneles y el precio por kWh consumido. También, si se generan excedentes es indispensable conocer la tarifa del Operador de Red (OR). En segundo lugar, se identifican los egresos del proyecto, que corresponden a Gastos de Capital (CAPEX) donde se contempla una inversión en compra de equipos, acondicionamiento eléctrico, líneas de vida y cubiertas; por otro lado, los egresos también incluyen los Gastos de Operación (OPEX) donde únicamente se tiene en cuenta el mantenimiento anual de la instalación que corresponde a un 4% del CAPEX. Además, la instalación se proyectó a un periodo de 25 años teniendo en cuenta la vida útil de los paneles y la tasa de descuento se ajustó a partir del criterio del cliente. Por último, como información de entrada se utilizó el IPC para estimar la variación del dinero en el tiempo. La Tabla 5 presenta la información de entrada.

Tabla 5

Información de entrada modelo EPC

AÑO DE EVALUACIÓN	2018
VIDA ÚTIL/TIEMPO DEL CONTRATO	25 años
TASA DE DESCUENTO	6,58%
INVERSIÓN COMPRA	\$ 338.110.655
ACONDICIONAMIENTO ELÉCTRICO	\$ 15.000.000
LÍNEAS DE VIDA	\$ 31.980.000
CUBIERTAS	\$ 35.600.000
INVERSIÓN	\$ 420.690.655
TARIFA MANTENIMIENTO	\$ 15.000.000
TARIFA DE RED (\$/kWh)	\$ 461,45
CONSUMO TOTAL TIENDA	487.381 kWh
% CUBRIMIENTO PANELES	39%
AUTOCONSUMO PANELES	189.687 kWh
EXCEDENTES	0 kWh
IPC	3,8%
IPP	6,09%

3.2 Estados financieros

En este proyecto se utilizó como estado financiero un flujo de caja, para esto se proyectó a 25 años los egresos e ingresos anuales.

3.2.1 Egresos

Contempla la inversión inicial (costo de equipos, maquinaria utilizada, acondicionamiento eléctrico, líneas de vida y las cubiertas). Adicionalmente, se consideró los gastos de mantenimiento proyectados con un IPC del 3,8%. La Tabla 6 presenta el IPC año 2019.

Tabla 6

IPC año 2019

Colombia, índice de Precios al Consumidor (IPC)	
Variaciones porcentuales 2003 - 2021	
Mes	2019
Enero	0,60
Febrero	0,57
Marzo	0,43
Abril	0,50
Mayo	0,31
Junio	0,27
Julio	0,22
Agosto	0,09
Septiembre	0,23
Octubre	0,16
Noviembre	0,10
Diciembre	0,26
En año corrido	3,80

Nota. IPC 3.8% año 2019. Tabla tomada del DANE.

La Tabla 7 presenta los egresos del proyecto.

Tabla 7*Egresos*

Año	Tiempo	Inversión compra	Acondicionamiento eléctrico	Líneas de vida	Cubiertas	Mantenimiento	Total egresos
0	2018	\$ 338.110.655	\$ 15.000.000	\$ 31.980.000	\$ 35.600.000		\$ 420.690.655
1	2019					\$ 15.000.000	\$ 15.000.000
2	2020					\$ 15.570.000	\$ 15.570.000
3	2021					\$ 16.161.660	\$ 16.161.660
4	2022					\$ 16.775.803	\$ 16.775.803
5	2023					\$ 17.413.284	\$ 17.413.284
6	2024					\$ 18.074.988	\$ 18.074.988
7	2025					\$ 18.761.838	\$ 18.761.838
8	2026					\$ 19.474.788	\$ 19.474.788
9	2027					\$ 20.214.830	\$ 20.214.830
10	2028					\$ 20.982.993	\$ 20.982.993
11	2029					\$ 21.780.347	\$ 21.780.347
12	2030					\$ 22.608.000	\$ 22.608.000
13	2031					\$ 23.467.104	\$ 23.467.104
14	2032					\$ 24.358.854	\$ 24.358.854
15	2033					\$ 25.284.491	\$ 25.284.491
16	2034					\$ 26.245.301	\$ 26.245.301
17	2035					\$ 27.242.623	\$ 27.242.623
18	2036					\$ 28.277.842	\$ 28.277.842
19	2037					\$ 29.352.400	\$ 29.352.400
20	2038					\$ 30.467.792	\$ 30.467.792
21	2039					\$ 31.625.568	\$ 31.625.568
22	2040					\$ 32.827.339	\$ 32.827.339
23	2041					\$ 34.074.778	\$ 34.074.778
24	2042					\$ 35.369.620	\$ 35.369.620
25	2043					\$ 36.713.665	\$ 36.713.665

3.2.2 Ingresos

Incluye el dinero que se deja de pagar al OR en la tarifa de energía eléctrica por autogeneración y su variación anual debido a la degradación de los paneles y un IPC del 3,8%, la Tabla 8 presenta esta proyección. Por otro lado, gracias a la ley 1715 a partir del año siguiente de inversión se pudo acceder a una deducción sobre la renta líquida gravable del 50% de la inversión inicial y una depreciación acelerada de activos a una tasa del 33,33%. En 2019 el impuesto sobre la renta fue 33% según la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN). Se aplicó el beneficio de deducción generando un ahorro de \$55.788.258 en el año 1. Además, el valor de los activos a depreciar fue \$ 168.276.262 que corresponde a un 40% de la inversión inicial. Se aplicó el beneficio de depreciación acelerada con la tasa máxima permitida por La Ley 1715 (33,33%), generando un ahorro de \$ 18.508.537,77 durante 3 años. La Tabla 9 presenta los ingresos del proyecto.

Tabla 8*Degradación anual y proyección tarifa de energía*

Año	% Degradación	Energía	Tarifa de
		Autoconsumo kWh/año)	energía CUv (\$/kWh)
1	97,5%	184.871	461
2	97,0%	183.828	479
3	96,4%	182.785	497
4	95,9%	181.742	516
5	95,3%	180.699	536
6	94,8%	179.657	556
7	94,2%	178.614	577
8	93,7%	177.571	599
9	93,1%	176.528	622
10	92,6%	175.485	646
11	92,0%	174.442	670
12	91,5%	173.399	695
13	90,9%	172.357	722
14	90,4%	171.314	749
15	89,8%	170.271	778
16	89,3%	169.228	807
17	88,7%	168.185	838
18	88,2%	167.142	870
19	87,6%	166.099	903
20	87,1%	165.056	937
21	86,5%	164.014	973
22	86,0%	162.971	1.010
23	85,4%	161.928	1.048
24	84,9%	160.885	1.088
25	84,3%	159.842	1.129

Nota. Degradación año 1 de 2,5%, luego de 0,55% hasta cumplir la vida útil del panel. La tarifa se proyectó con un IPC del 3,8%.

Tabla 9*Ingresos*

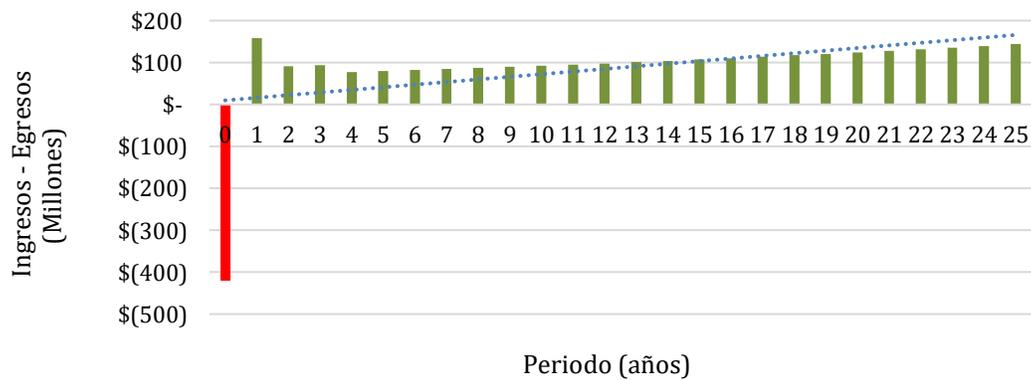
Año	Tiempo	Dinero ahorrado (autogeneración)	Excedentes tipo 1	Excedentes tipo 2	Deducción de renta	Depreciación acelerada	Total ingresos
0	2018						
1	2019	\$ 85.308.652			\$ 69.413.958	\$ 18.508.538	\$ 173.231.148
2	2020	\$ 88.050.866				\$ 18.508.538	\$ 106.559.404
3	2021	\$ 90.878.303				\$ 18.508.538	\$ 109.386.840
4	2022	\$ 93.793.479					\$ 93.793.479
5	2023	\$ 96.798.980					\$ 96.798.980
6	2024	\$ 99.897.461					\$ 99.897.461
7	2025	\$ 103.091.650					\$ 103.091.650
8	2026	\$ 106.384.345					\$ 106.384.345
9	2027	\$ 109.778.420					\$ 109.778.420
10	2028	\$ 113.276.826					\$ 113.276.826
11	2029	\$ 116.882.590					\$ 116.882.590
12	2030	\$ 120.598.822					\$ 120.598.822
13	2031	\$ 124.428.708					\$ 124.428.708
14	2032	\$ 128.375.521					\$ 128.375.521
15	2033	\$ 132.442.616					\$ 132.442.616
16	2034	\$ 136.633.437					\$ 136.633.437
17	2035	\$ 140.951.513					\$ 140.951.513
18	2036	\$ 145.400.464					\$ 145.400.464
19	2037	\$ 149.984.001					\$ 149.984.001
20	2038	\$ 154.705.929					\$ 154.705.929
21	2039	\$ 159.570.146					\$ 159.570.146
22	2040	\$ 164.580.649					\$ 164.580.649
23	2041	\$ 169.741.530					\$ 169.741.530
24	2042	\$ 175.056.985					\$ 175.056.985
25	2043	\$ 180.531.306					\$ 180.531.306

3.2.3 Flujo de caja

La Tabla 10 y la figura 7 presentan el flujo de caja.

Tabla 10*Flujo de caja*

Año	Tiempo	Flujo de Caja (FC)	
0	2018	-\$	420.690.655
1	2019	\$	158.231.148
2	2020	\$	90.989.404
3	2021	\$	93.225.180
4	2022	\$	77.017.676
5	2023	\$	79.385.696
6	2024	\$	81.822.473
7	2025	\$	84.329.812
8	2026	\$	86.909.557
9	2027	\$	89.563.590
10	2028	\$	92.293.832
11	2029	\$	95.102.243
12	2030	\$	97.990.821
13	2031	\$	100.961.604
14	2032	\$	104.016.667
15	2033	\$	107.158.126
16	2034	\$	110.388.136
17	2035	\$	113.708.890
18	2036	\$	117.122.622
19	2037	\$	120.631.601
20	2038	\$	124.238.137
21	2039	\$	127.944.579
22	2040	\$	131.753.310
23	2041	\$	135.666.752
24	2042	\$	139.687.365
25	2043	\$	143.817.641

Figura 7*Flujo de caja*

3.4 Indicadores y criterios financieros caso de estudio I

Para analizar la rentabilidad del proyecto se calcularon los indicadores financieros: VAN, TIR, Payback, B/C, IR, ROI de la siguiente manera:

1. El flujo de caja es el primer paso para calcular los indicadores financieros:

$$F_t = Ingresos_t - Egresos_t$$

F_t : Flujo de dinero en t

t: Periodo de la inversión

2. El factor de descuento se calcula en cada periodo con una tasa descuento del 6,58%:

$$FD_t = \frac{1}{(1 + d)^t}$$

FD: Factor de descuento

d: Tasa de descuento

t: Periodo de la inversión

3. El valor actual se calcula en cada periodo de la siguiente manera:

$$VA_t = VF_t \times FD_t$$

VA_t : Valor actual

VF_t : Valor futuro

FD: Factor de descuento

4. El valor actual acumulado en cada periodo se calcula:

$$Valor\ actual\ acumulado_t = \sum_{t=0}^n VA_t$$

VA_t : Valor actual

t: Periodo de la inversión

n: Número de periodos de tiempo

La Tabla 11 muestra los indicadores en cada periodo.

Tabla 11*Factor de Descuento, Valor actual, Valor Actual Acumulado*

Año	Tiempo	Flujo de Caja (FC)	Factor de Descuento (FD)	Valor actual	Valor actual acumulado
0	2018	-\$ 420.690.655	1,00	-\$ 420.690.655	-\$ 420.690.655
1	2019	\$ 158.231.148	0,94	\$ 148.458.124	-\$ 272.232.531
2	2020	\$ 90.989.404	0,88	\$ 80.096.732	-\$ 192.135.799
3	2021	\$ 93.225.180	0,83	\$ 76.996.183	-\$ 115.139.616
4	2022	\$ 77.017.676	0,77	\$ 59.681.312	-\$ 55.458.304
5	2023	\$ 79.385.696	0,73	\$ 57.716.794	\$ 2.258.490
6	2024	\$ 81.822.473	0,68	\$ 55.814.178	\$ 58.072.668
7	2025	\$ 84.329.812	0,64	\$ 53.971.570	\$ 112.044.238
8	2026	\$ 86.909.557	0,60	\$ 52.187.133	\$ 164.231.371
9	2027	\$ 89.563.590	0,56	\$ 50.459.087	\$ 214.690.458
10	2028	\$ 92.293.832	0,53	\$ 48.785.702	\$ 263.476.160
11	2029	\$ 95.102.243	0,50	\$ 47.165.303	\$ 310.641.464
12	2030	\$ 97.990.821	0,47	\$ 45.596.264	\$ 356.237.728
13	2031	\$ 100.961.604	0,44	\$ 44.077.006	\$ 400.314.734
14	2032	\$ 104.016.667	0,41	\$ 42.606.000	\$ 442.920.734
15	2033	\$ 107.158.126	0,38	\$ 41.181.763	\$ 484.102.497
16	2034	\$ 110.388.136	0,36	\$ 39.802.854	\$ 523.905.351
17	2035	\$ 113.708.890	0,34	\$ 38.467.877	\$ 562.373.228
18	2036	\$ 117.122.622	0,32	\$ 37.175.479	\$ 599.548.707
19	2037	\$ 120.631.601	0,30	\$ 35.924.346	\$ 635.473.053
20	2038	\$ 124.238.137	0,28	\$ 34.713.204	\$ 670.186.257
21	2039	\$ 127.944.579	0,26	\$ 33.540.817	\$ 703.727.074
22	2040	\$ 131.753.310	0,25	\$ 32.405.989	\$ 736.133.063
23	2041	\$ 135.666.752	0,23	\$ 31.307.556	\$ 767.440.618
24	2042	\$ 139.687.365	0,22	\$ 30.244.391	\$ 797.685.009
25	2043	\$ 143.817.641	0,20	\$ 29.215.402	\$ 826.900.411

5. El VAN se calcula a partir de la suma neta de los valores actuales acumulados menos la inversión inicial:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1+k)^t} = \$ 826.900.411$$

Ft: Flujo de dinero en cada periodo t

Io: Inversión inicial (t=0)

n: Número de periodos de tiempo

k: Tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

t: Periodo de la inversión

6. La TIR se calcula cuando el VAN es igual a 0:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1+TIR)^t} = 0$$

$$TIR = 24\%$$

7. El Payback descontado se mide en el punto donde el valor actual acumulado comienza a ser positivo. El Payback descontado se calcula con la misma fórmula del Payback pero con valores actuales (VA) y no con el flujo de caja (FC):

$$Payback = Pu + \frac{|FA_{pu}|}{F_{Pu+1}}$$

Pu: Último periodo con flujo de caja acumulado negativo
 FAPu: Valor del último flujo de caja acumulado negativo
 FPu+1: Valor del flujo de caja en el siguiente periodo

$$Payback\ descontado = 4 + \frac{|-\$ 55.458.304|}{\$ 57.716.794} = 4,96\text{ años}$$

8. La relación beneficio costo se calcula así:

$$B/C = \frac{\sum_{t=1}^n VA (Ingresos_t)}{\sum_{t=1}^n VA (Egresos_t) + I_0}$$

$$B/C = \frac{\$ 1.508.405.288}{\$ 260.814.222 + \$ 420.690.654} = 2,21$$

9. El índice de rentabilidad se calcula:

$$IR = \frac{\sum_{t=1}^n VA(F_t)}{I_0}$$

$$IR = \frac{\$ 1.247.591.065}{\$ 420.690.654} = 2,97$$

10. El retorno de la inversión se calcula:

$$ROI = \frac{Ingresos - Costos}{Costos} \times 100\%$$

$$ROI = \frac{\$ 3.312.082.770 - \$ 1.028.816.562}{\$ 1.028.816.562} \times 100\%$$

$$ROI = 222\%$$

La Tabla 12 muestra los indicadores y criterios financieros aplicados en el caso de estudio.

Tabla 12

Indicadores y criterios financieros para el caso de estudio I

Indicador	Criterio	Valor	Aplicando el criterio
Valor actual neto	VAN > 0 VAN = 0 VAN < 0	\$ 826.900.411	Acepta
Tasa interna de retorno	TIR > K TIR = K TIR < K	24%	Acepta
Plazo de recuperación	Payback descontado <= Tiempo de retorno esperado por el inversionista Payback descontado > Tiempo de retorno esperado por el inversionista	4,96	Acepta
Relación beneficio costo	B/C > 1 B/C = 1 B/C < 1	2,21	Acepta
Índice de rentabilidad	IR > 1 IR = 0 IR < 0	2,97	Acepta
Retorno de la inversión	ROI > 0 ROI = 0 ROI < 0	221,93%	Acepta

3.5 Análisis de la inversión

En este proyecto se recupera rápidamente la inversión inicial en un periodo de 4 años y 9 meses. El valor actual neto del proyecto es de \$ 826.900.411 y la tasa interna de retorno es del 24%. Lo anterior indica que es viable ejecutar el proyecto, debido a que el VAN es positivo y la

TIR es mayor que la tasa de descuento. Además, se tiene un criterio aceptable en el resto de los indicadores: B/C, IR y ROI.

4. Caso de estudio II: proyecto fotovoltaico EPC con venta de excedentes

A continuación, se explica el análisis financiero de una granja solar utilizando el software Microsoft-Excel. En él se analiza la viabilidad económica del proyecto GRANJA EL PORVENIR, el cual consiste en 3 sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) con venta de excedentes a la red. Para este proyecto se considera que la inversión inicial se financia mediante un crédito bancario, adicionalmente se compara estos resultados contra el caso donde el cliente utiliza recursos de financiación propios.

4.1 Información de entrada

La Tabla 13 presenta toda la información de entrada utilizada en el caso de estudio II.

Tabla 13*Información de entrada caso de estudio II*

Nombre del proyecto:	Granja el porvenir	
Ubicación	Santander	
Tipo de cliente	No residencial	
Nivel de tensión	2	
Capacidad instalada - sistema fotovoltaico	66,67	kWp
# de sistemas	3	
Capacidad instalada total	200	kWp
	746.070.362	COP
Inversión Inicial	195.980	USD
	980	USD/KWp
Generación anual del proyecto	310.000	kWh
Energía de autoconsumo	179.490	kWh
Energía de excedentes	130.510	kWh
Tarifa de energía aplicada CU	503,0289	\$/kWh
Costo de comercialización Cv	61,0258	\$/kWh
Tarifa de excedentes CU-Cv	442	\$/kWh
Mantenimiento anual	8.952.844	COP
Tiempo de ejecución	8	meses
Vida útil del proyecto	25	años
TRM	3.807	COP/USD
Impuesto de renta	31%	
Depreciación	5	años
IPC	3,47%	
Tasa de descuento	5%	
Interés Bancario	6,5%	
Tiempo de préstamo	5	años
Valor por financiar	746.070.362	COP

Gran parte de la información de entrada se obtuvo del dimensionamiento del proyecto, de ahí se conoce la energía generada, energía de autoconsumo, energía de excedentes, tarifa de energía, tarifa de excedentes, vida útil del proyecto, entre otros. Toda esta información fue clave para calcular el flujo caja y realizar el análisis de la inversión.

4.1.1 Tarifa de energía

La tarifa de energía es calculada por el OR según el tipo de cliente (residencial, comercial, industrial) y el nivel de tensión de la instalación. El OR es la Electrificadora de Santander (ESSA), quien establece que para un usuario no residencial con nivel de tensión 2 la tarifa de energía CUv

es 503,0289 \$/kWh y el costo de comercialización Cv es 61,0258 \$/kWh. La Figura 8 presenta la tarifa de energía eléctrica aplicable a julio de 2021.

Figura 8

Tarifa ESSA

ELECTRICADORA DE SANTANDER S.A. ESP.									
INFORMA A SUS USUARIOS DEL SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DE SANTANDER, NORTE DE SANTANDER, SUR DEL CESAR, BOLIVAR Y BOYACA									
ESSA se acogió a la opción tarifaria de acuerdo a lo establecido en las Resoluciones CREG 012 de 2020 y realiza publicación de la tarifa del mes de JULIO de 2021									
Teniendo en cuenta las resoluciones 119/07, 180/14, 191/14 y 015/16, 015/18, 019/18, 030/18, 158/19, 103/19, 129/19, 036/19, 199/19, 104/20 expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, que permiten establecer los costos de la prestación del servicio a usuarios regulados.									
TARIFAS RESIDENCIALES									
ESTRATO		1		2		3		4	
PROPIEDAD ACTIVOS	NIVEL MEDIDA	% SUBSIDIO	TARIFA \$/kWh	% SUBSIDIO	TARIFA \$/kWh	% SUBSIDIO	TARIFA \$/kWh	TARIFA \$/kWh	
ESSA	I	-60.00%	244.5518	-50.00%	305.6898	-15.00%	519.6726	611.3796	
CLIENTE	I	-60.00%	221.1769	-50.00%	276.4711	-15.00%	470.0008	552.9422	
Nota: El subsidio es aplicado hasta el consumo de subsistencia.									
TARIFAS RESIDENCIALES					TARIFAS NO RESIDENCIALES				
ESTRATO		5 y 6		COMERCIAL / INDUSTRIAL		ACUEDUCTOS. ESP		OFICIAL	
PROPIEDAD ACTIVOS	NIVEL MEDIDA	% CONTRIB.	TARIFA \$/kWh	CONTRIB. 20%	TARIFA \$/kWh	CONTRIB. 10%	TARIFA \$/kWh	TARIFA \$/kWh	
ESSA	I	20.00%	733.6555	122.2759	733.6555	61.1380	672.5175	611.3796	
CLIENTE	I	20.00%	663.5306	110.5884	663.5306	55.2942	608.2364	552.9422	
	II			100.6058	603.6347	50.3029	553.3318	503.0289	
	III			82.8266	496.9594	41.4133	455.5461	414.1328	
	IV			76.2089	457.2532	38.1044	419.1488	381.0443	
COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO VARIABLE Y FIJO DE PRESTACION DEL SERVICIO (CU) según Res. CREG 119/2007									
Conforme con las resoluciones CREG 180/14, 015/16 y 019/18 el valor (Cfm.) que aplica para el mes de julio de 2021 es 7188.90 \$/factura									
NIVEL MEDIDA	G	T	D	Cv	PR	R	CUv Calculado	CUv Aplicado	CUf Aplicado
	Compra Energía	Costo STN	Costo Distribución	Costo de Comercialización	Costo de Compra, transporte y reducción de pérdidas	Costo de Restricciones	Costo Unitario Variable de Prestación del Servicio	Resoluciones CREG 012 de 2020 y 152 de 2020 opción tarifaria	Costo Unitario Fijo de Prestación del Servicio
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ESSA	217.8045	41.5710	231.7372	61.0258	50.2709	27.3937	629.8030	611.3796	
CLIENTE	217.8045	41.5710	171.0096	61.0258	50.2709	27.3937	569.0755	552.9422	
II	217.8045	41.5710	151.1454	61.0258	19.3095	27.3937	518.2498	503.0289	
III	217.8045	41.5710	65.1083	61.0258	14.6036	27.3937	427.5069	414.1328	
IV	217.8045	41.5710	27.8967	61.0258	9.5248	27.3937	385.2164	381.0443	
150% ESSA (Pilas)	217.8045	41.5710	201.3734	61.0258	50.2709	27.3937	599.4393	582.1609	
CONSUMO DE SUBSISTENCIA			Alturas inferior a 1000 Mts	Alturas superior o = a 1000 Mts	 				
Resolución UPME 0355 de 8 de Julio de 2004.			173 kWh	130 kWh					

Nota. Tarifa energía eléctrica aplicable a julio de 2021. Tomado de la ESSA.

4.1.2 Tarifa de excedentes

Ahora bien, se calculó el costo de venta de excedentes según el artículo 17 Resolución (CREG 030, 2018), donde se menciona que para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 100 kWp los excedentes que sean menores o iguales a su importación de energía se reconocen como el costo unitario menos el costo de comercialización.

$$\text{Tarifa Excedentes} = (CU - Cv)$$

$$\begin{aligned} \text{Tarifa Excedentes} &= (503,03 - 61,02) \\ &= 442 \text{ \$/kWh} \end{aligned}$$

4.1.3 Proyección tarifa energía

Se debe proyectar la tarifa de energía ya que cambia mes a mes dependiendo de las variaciones en los componentes del costo unitario, los cuales están sujetos a comportamientos del IPC, IPP, oferta y demanda de la energía, entre otros. El costo unitario está dado por la siguiente expresión:

$$CUv = G + T + D + Cv + PR + R$$

Donde:

- *CUv*: Costo Unitario variable de Prestación del Servicio (\$/kWh).
- *G*: Costo por compra de energía a la empresa generadora.
- *T*: Costo por uso del sistema de transmisión nacional.
- *D*: Costo por uso del sistema de distribución.
- *Cv*: Costo asociado al margen de ganancias de la empresa comercializadora.
- *PR*: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía.
- *R*: Costo de restricciones y servicios asociados con generación.

4.1.3.1 Variación tarifa energía según IPC. Se utilizó el IPC ya que es un criterio implementado por financieros, Además se identificó la influencia del IPC en la variación de costos de comercialización y por ende en el costo unitario, en el artículo 12 Resolución (CREG 119, 2007) “Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional”. En la siguiente fórmula se presenta la relación entre el IPC y *Cv*.

Donde $C_{m,t}^*$: Costo de comercialización

$$C^*_{m,t} = \frac{C^*_0}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

C^*_0 : El Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura

CFM_{t-1} : Consumo Facturado Medio del Comercializador Minorista

$\Delta IPSE$: Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico.

IPC_{m-1} : Índice de precios al consumidor del mes m-1.

IPC_0 : Índice de precios al consumidor del mes al que está referenciado el C^*_0

La Tabla 14 presenta un IPC del 3,47% utilizado en este proyecto para la proyección de la tarifa de energía:

Tabla 14

IPC año corrido 2021

Colombia, Índice de Precios al Consumidor (IPC)	
Variaciones porcentuales 2003 - 2021	
AÑO 2021, MES 07	Base Diciembre de 2018 = 100,00
Mes	2021
Enero	0,41
Febrero	0,64
Marzo	0,51
Abril	0,59
Mayo	1,00
Junio	-0,05
Julio	0,32
Agosto	
Septiembre	
Octubre	
Noviembre	
Diciembre	
En año corrido	3,47

Nota: IPC 3.47% año corrido 2021, consulta julio. Tomado del DANE.

4.1.4 Proyección energía generada

4.1.4.1 Degradación. Se debe proyectar la energía generada ya que los paneles solares van a reducir su eficiencia debido a la degradación, por ende, la energía anual generada disminuye con el paso del tiempo. Este dato se consultó en la hoja de datos del fabricante, para este ejemplo se consideró una degradación anual del 0,55%. La Figura 9 presenta la degradación anual porcentual utilizada.

Figura 9

Degradación anual porcentual



Nota. Degradación anual porcentual, panel referencia Tiger LM 72HC435-455 Watt. Información tomada de

www.jinkosolar.com

4.1.5 Tarifa y energía proyectada a 25 años

Es importante tener en cuenta la vida útil del proyecto, la cual está asociada con la media de vida útil de los paneles fotovoltaicos y equivale aproximadamente a 25 años. Con los criterios IPC y degradación anual porcentual se proyectó la tarifa y la generación anual. La Tabla 15 muestra la proyección a 25 años.

Tabla 15*Tarifa y energía proyectada*

Año	% degradación	Energía autoconsumo (kWh/año)	Tarifa de energía CUv (\$/kWh)	Energía excedentes tipo 1 (kWh/año)	Costo por comercialización Cv (\$/kWh)	Tarifa de excedentes tipo1 (\$/kWh)
1	98%	175.900	503,03	127.900	61,03	442
2	97,45%	174.913	520,48	127.182	63,14	457
3	96,90%	173.926	538,54	126.464	65,33	473
4	96,35%	172.939	557,23	125.746	67,60	490
5	95,80%	171.951	576,57	125.029	69,95	507
6	95,25%	170.964	596,58	124.311	72,37	524
7	94,70%	169.977	617,28	123.593	74,89	542
8	94,15%	168.990	638,70	122.875	77,48	561
9	93,60%	168.003	660,86	122.157	80,17	581
10	93,05%	167.015	683,79	121.440	82,96	601
11	92,50%	166.028	707,52	120.722	85,83	622
12	91,95%	165.041	732,07	120.004	88,81	643
13	91,40%	164.054	757,47	119.286	91,89	666
14	90,85%	163.067	783,76	118.568	95,08	689
15	90,30%	162.079	810,95	117.851	98,38	713
16	89,75%	161.092	839,09	117.133	101,80	737
17	89,20%	160.105	868,21	116.415	105,33	763
18	88,65%	159.118	898,34	115.697	108,98	789
19	88,10%	158.131	929,51	114.979	112,76	817
20	87,55%	157.143	961,76	114.262	116,68	845
21	87,00%	156.156	995,13	113.544	120,73	874
22	86,45%	155.169	1029,67	112.826	124,92	905
23	85,90%	154.182	1065,40	112.108	129,25	936
24	85,35%	153.195	1102,36	111.390	133,74	969
25	84,80%	152.208	1140,62	110.672	138,38	1002

Nota. Proyección de energía anual, degradación y variación en la tarifa de energía (IPC 3,47%).

4.1.6 TRM

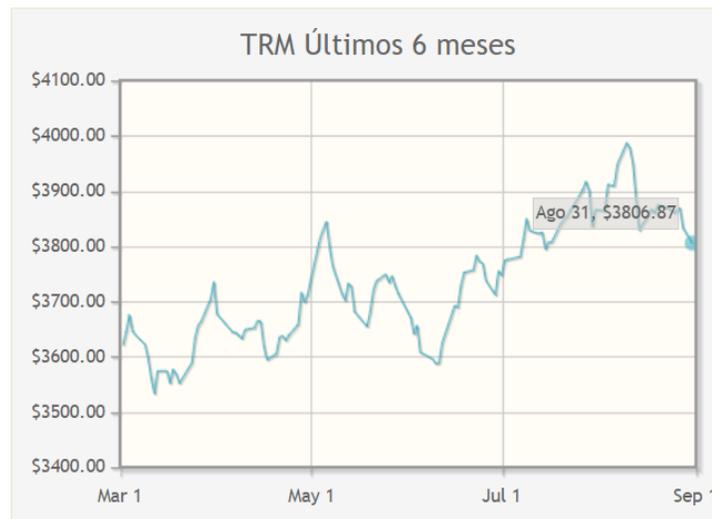
El TRM es otra información importante a tener en cuenta ya que el 40% de la inversión inicial en proyectos fotovoltaicos conectados a la red se paga en dólares y está asociado a la compra de paneles e inversores, estos equipos deben ser importados debido a que en Colombia no hay empresas que los fabriquen con certificación internacional.

En la Figura 10 se observa una tendencia creciente en el precio del dólar, lo que implica que actualmente se debe pagar más dinero en pesos para importar equipos y maquinaria, situación que aumenta directamente la inversión inicial en proyectos fotovoltaicos.

Figura 10*TRM últimos 10 años*

Nota. Información tomada del Banco de la República.

Al momento de realizar el análisis financiero el TRM era 3806,87 COP/USD, fecha de consulta 31 agosto 2021. La Figura 11 muestra la variación del TRM últimos 6 meses y el valor a la fecha de consulta.

Figura 11*TRM últimos 6 meses*

Nota. TRM últimos 6 meses, consulta 31 agosto 2021. Información tomada de la Superintendencia Financiera de Colombia.

4.2 Estados financieros

4.2.1 Egresos

Los egresos consideran: inversión inicial CAPEX, costos de mantenimiento anual OPEX y financiación bancaria.

4.2.1.1 CAPEX. La inversión inicial del proyecto tiene en cuenta el dimensionamiento y costos considerados por el diseñador, incluyen: compra de equipos, mano de obra, infraestructura, acondicionamiento eléctrico, sistema de puesta a tierra, apantallamiento, líneas de vida, cubiertas, reforzamiento del techo si se requiere, certificaciones, entre otras.

Para este proyecto se requiere una inversión inicial de 195.980 USD, equivalente a 746.070.362 COP con un TRM 3806,87 a 31 agosto 2021. Además, se puede sacar una relación entre la inversión inicial en dólares y la capacidad instalada del sistema. Lo que representa 980 USD por kWp generado. La Tabla 16 presenta la inversión inicial.

Tabla 16

Inversión inicial

Inversión inicial (pesos)	746.070.362	COP
Inversión inicial (dólares)	195.980	USD
Relación	980	USD/kWp
TRM 31 agosto 2021	3806,87	COP/USD

4.1.1.2 OPEX. El mantenimiento anual estándar incluye cada 3 meses lavado y limpieza de paneles, revisión del torque, puntos oxidación en la estructura, limpieza de polvo en cuarto técnico, para proyectos en campo incluye rocería para evitar sombra y 1 vez al año un estudio de calidad de la potencia para conocer el comportamiento del sistema. La Tabla 17 muestra el criterio tomado para estimar los gastos de mantenimiento a partir de la capacidad instalada y CAPEX del proyecto.

Tabla 17

Criterio Estimación OPEX

Capacidad instalada	Gastos de mantenimiento (% del CAPEX)
0-50 kWp	3-4%
50-100 kWp	2-3%
>100 kWp	1,2%

Para este caso de estudio los gastos de OPEX consisten en 1,2% del CAPEX y aumentan cada año con un IPC del 3,47%.

$$\begin{aligned}
 OPEX &= 1,2\% \times CAPEX \\
 &= 1,2\% \times \$ 746.070.362 \\
 &= \$ 8.952.844
 \end{aligned}$$

La Tabla 18 muestra la proyección anual de los gastos de OPEX.

Tabla 18*OPEX proyectado*

Tiempo	Año	Mantenimiento anual
2021	0	\$ -
2022	1	\$ 8.952.844
2023	2	\$ 9.263.508
2024	3	\$ 9.584.952
2025	4	\$ 9.917.550
2026	5	\$ 10.261.689
2027	6	\$ 10.617.769
2028	7	\$ 10.986.206
2029	8	\$ 11.367.427
2030	9	\$ 11.761.877
2031	10	\$ 12.170.014
2032	11	\$ 12.592.313
2033	12	\$ 13.029.267
2034	13	\$ 13.481.382
2035	14	\$ 13.949.186
2036	15	\$ 14.433.223
2037	16	\$ 14.934.056
2038	17	\$ 15.452.268
2039	18	\$ 15.988.461
2040	19	\$ 16.543.261
2041	20	\$ 17.111.283
2042	21	\$ 18.325.864
2043	22	\$ 18.961.772
2044	23	\$ 17.117.312
2045	24	\$ 19.619.745
2046	25	\$ 20.300.550
		\$ 347.323.778

Nota. OPEX proyectado con IPC 3,47%

4.2.1.3 Financiación bancaria. Para poner en marcha cualquier proyecto se necesita tener una fuente de financiamiento, sea interna o externa. En el caso de proyectos fotovoltaicos donde se requiere una gran inversión inicial muchas empresas optan por financiación bancaria. El valor del crédito a financiar normalmente depende de la capitalización del cliente y los intereses pueden variar dependiendo el análisis financiero del banco, la particularidad del proyecto, tipo de cliente y análisis del riesgo. El banco presenta la propuesta del crédito en una tabla de amortización de la inversión donde muestra el procedimiento o pago estipulado de la deuda, por lo general incluye el valor del préstamo, plazo, tasa de interés, cuotas, valor actual, abono de capital, costo financiero, ahorros, inversión mensual, valor del canon. Habitualmente, en proyectos fotovoltaicos se busca que los ahorros del proyecto paguen el valor del canon mes a mes, estos ahorros están asociados al dinero dejado de pagar al OR e incentivos tributarios si se aplican.

En este caso de estudio se financió el 100% de la inversión inicial a través de un crédito a 5 años con una tasa de interés 6,5% anual. La tabla completa de amortización la entrega el banco y tiene todo el detalle del crédito, sin embargo, para este ejemplo se presenta un resumen con la tabla de amortización anual: saldo, interés y el pago del proyecto financiado, información necesaria para estimar los egresos. La Tabla 19 presenta la tabla de amortización anual del proyecto.

Tabla 19

Amortización anual

Tiempo	Año	Costo del proyecto	Valor por financiar	Amortización de la inversión	Saldo comienzo del periodo	Intereses de financiación	Pago del proyecto financiado
2021	0	\$ 746.070.362	\$ 746.070.362				
2022	1			\$ 149.214.072	\$ 746.070.362	\$ 48.494.574	\$ 197.708.646
2023	2			\$ 149.214.072	\$ 596.856.290	\$ 38.795.659	\$ 188.009.731
2024	3			\$ 149.214.072	\$ 447.642.217	\$ 29.096.744	\$ 178.310.817
2025	4			\$ 149.214.072	\$ 298.428.145	\$ 19.397.829	\$ 168.611.902
2026	5			\$ 149.214.072	\$ 149.214.072	\$ 9.698.915	\$ 158.912.987
2027	6						

Ahora bien, con toda la información recopilada se presenta la Tabla 20 que indica cuales son los egresos del proyecto.

Tabla 20*Egresos*

Tiempo	Año	Costo del proyecto	Mantenimiento anual	Valor por financiar	Amortización de la inversión	Saldo comienzo del periodo	Intereses de financiación	Pago del proyecto financiado	Total egreso del proyecto
2021	0	\$ 746.070.362		\$ 746.070.362					\$ 746.070.362
2022	1		\$ 8.952.844		\$ 149.214.072	\$ 746.070.362	\$ 48.494.574	\$ 197.708.646	\$ 206.661.490
2023	2		\$ 9.263.508		\$ 149.214.072	\$ 596.856.290	\$ 38.795.659	\$ 188.009.731	\$ 197.273.239
2024	3		\$ 9.584.952		\$ 149.214.072	\$ 447.642.217	\$ 29.096.744	\$ 178.310.817	\$ 187.895.768
2025	4		\$ 9.917.550		\$ 149.214.072	\$ 298.428.145	\$ 19.397.829	\$ 168.611.902	\$ 178.529.451
2026	5		\$ 10.261.689		\$ 149.214.072	\$ 149.214.072	\$ 9.698.915	\$ 158.912.987	\$ 169.174.676
2027	6		\$ 10.617.769						\$ 10.617.769
2028	7		\$ 10.986.206						\$ 10.986.206
2029	8		\$ 11.367.427						\$ 11.367.427
2030	9		\$ 11.761.877						\$ 11.761.877
2031	10		\$ 12.170.014						\$ 12.170.014
2032	11		\$ 12.592.313						\$ 12.592.313
2033	12		\$ 13.029.267						\$ 13.029.267
2034	13		\$ 13.481.382						\$ 13.481.382
2035	14		\$ 13.949.186						\$ 13.949.186
2036	15		\$ 14.433.223						\$ 14.433.223
2037	16		\$ 14.934.056						\$ 14.934.056
2038	17		\$ 15.452.268						\$ 15.452.268
2039	18		\$ 15.988.461						\$ 15.988.461
2040	19		\$ 16.543.261						\$ 16.543.261
2041	20		\$ 17.117.312						\$ 17.117.312
2042	21		\$ 18.325.864						\$ 17.711.283
2043	22		\$ 18.961.772						\$ 18.325.864
2044	23		\$ 17.117.312						\$ 18.961.772
2045	24		\$ 19.619.745						\$ 19.619.745
2046	25		\$ 20.300.550						\$ 20.300.550
			\$ 347.323.778						\$ 1.984.948.223

4.2.2 Ingresos

Los ingresos consisten en el dinero que se ahorra por autogeneración y por venta de excedentes a la red; Adicionalmente para este proyecto se utilizaron los incentivos tributarios deducción de la renta líquida gravable y depreciación acelerada de activos del proyecto.

4.2.2.1 Incentivos tributarios. Para acceder a los incentivos tributarios con una financiación bancaria, el modelo de negocio debe ser un leasing financiero con opción de compra irrevocable, es decir el cliente tiene la obligación de ser el dueño de los activos para acceder a los beneficios (Decreto 2143, 2015).

4.2.2.1.1 Deducción de la renta líquida gravable. El artículo 11 (Ley 1715, 2014) estipula:

Como fomento a la investigación, el desarrollo y la inversión en el ámbito de la producción de energía con FNCE y de la gestión eficiente de la energía, incluyendo la medición inteligente, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a deducir de su renta, en un período no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada.

En el año 2021 el impuesto de renta es 31% (Ley 2010, 2019). Para este análisis, este beneficio se deduce a un periodo de 5 años, lo que genera un ahorro anual de \$23.128.181 durante 5 años. La Tabla 21 presenta la información utilizada en el descuento sobre la renta.

Tabla 21

Descuento sobre la renta

Inversión inicial	\$	746.070.362
Impuesto de renta		31%
Tiempo de deducción en años		5

$$\text{Descuento sobre la renta} = 50\% \times \$746.070.362 = \$373.035.181$$

$$\text{Ahorro por descuento} = \frac{\$373.035.181 \times 31\%}{5} = \$23.128.181/\text{año}$$

4.2.2.1.2 Depreciación acelerada de activos.

El artículo 14 (Ley 1715, 2014) establece:

La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de los proyectos de generación con FNCE. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de 33,33% como tasa global anual.

En este caso se consideró: maquinaria, equipos y obras civiles como un 48% de la inversión inicial, equivalente a \$358.113.774. Así mismo, se optó por depreciar los activos a una tasa anual global de 33,33%, lo que genera un ahorro anual de \$37.005.090 durante 3 años. La Tabla 22 presenta la información utilizada en el beneficio de depreciación acelerada.

Tabla 22

Depreciación acelerada

Inversión inicial	\$	746.070.362
Valor por depreciar	\$	358.113.774
Impuesto de renta		31%
Tasa anual depreciación		33,33%
Tiempo de depreciación (años)		3

$$\text{Depreciación anual} = \$358.113.774 \times 33,33\% = \$ 119.359.321$$

$$\text{Ahorro por depreciación} = \$ 119.359.321 \times 31\% = \$ 37.005.090 / \text{año}$$

A continuación, la Tabla 23 presenta todos los ingresos del proyecto.

Tabla 23*Ingresos*

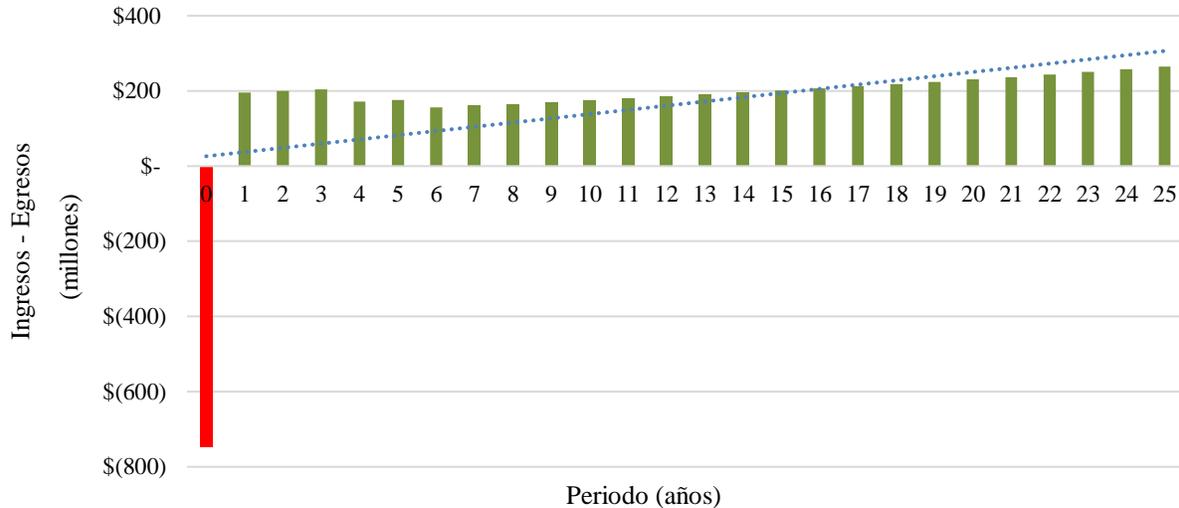
Tiempo	Año	Ahorro en factura por autogeneración de energía	Dinero por venta de excedentes de energía	Beneficios Tributarios		Total de Ingresos del Proyecto
				Deducción renta líquida (máx 50%)	Depreciación acelerada	
2021	0					-
2022	1	\$ 88.482.884	\$ 56.532.108	\$ 23.128.181	\$ 37.005.090	\$ 205.148.263
2023	2	\$ 91.039.421	\$ 58.165.491	\$ 23.128.181	\$ 37.005.090	\$ 209.338.183
2024	3	\$ 93.666.840	\$ 59.844.161	\$ 23.128.181	\$ 37.005.090	\$ 213.644.272
2025	4	\$ 96.366.983	\$ 61.569.294	\$ 23.128.181		\$ 181.064.457
2026	5	\$ 99.141.732	\$ 63.342.093	\$ 23.128.181		\$ 185.612.006
2027	6	\$ 101.993.014	\$ 65.163.790			\$ 167.156.804
2028	7	\$ 104.922.799	\$ 67.035.643			\$ 171.958.442
2029	8	\$ 107.933.103	\$ 68.958.939			\$ 176.892.042
2030	9	\$ 111.025.985	\$ 70.934.996			\$ 181.960.981
2031	10	\$ 114.203.553	\$ 72.965.157			\$ 187.168.710
2032	11	\$ 117.467.958	\$ 75.050.800			\$ 192.518.758
2033	12	\$ 120.821.401	\$ 77.193.330			\$ 198.014.732
2034	13	\$ 124.266.132	\$ 79.394.184			\$ 203.660.316
2035	14	\$ 127.804.447	\$ 81.654.829			\$ 209.459.276
2036	15	\$ 131.438.693	\$ 83.976.765			\$ 215.415.458
2037	16	\$ 135.171.268	\$ 86.361.524			\$ 221.532.792
2038	17	\$ 139.004.620	\$ 88.810.670			\$ 227.815.289
2039	18	\$ 142.941.248	\$ 91.325.799			\$ 234.267.047
2040	19	\$ 146.983.704	\$ 93.908.542			\$ 240.892.245
2041	20	\$ 151.134.592	\$ 96.560.563			\$ 247.695.155
2042	21	\$ 155.396.570	\$ 99.283.560			\$ 254.680.130
2043	22	\$ 159.772.350	\$ 102.079.265			\$ 261.851.615
2044	23	\$ 164.264.697	\$ 104.949.446			\$ 269.214.143
2045	24	\$ 168.876.434	\$ 107.895.904			\$ 276.772.338
2046	25	\$ 173.610.435	\$ 110.920.479			\$ 284.530.914
						\$ 5.418.264.367

4.2.3 Flujo de caja

La Tabla 24 y la Figura 12 muestran el flujo de caja.

Tabla 24*Flujo de caja*

Tiempo	Año	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
2021	0	-\$ 746.070.362	-\$ 746.070.362
2022	1	-\$ 1.513.227	-\$ 747.583.589
2023	2	\$ 12.064.944	-\$ 735.518.645
2024	3	\$ 25.748.504	-\$ 709.770.141
2025	4	\$ 2.535.006	-\$ 707.235.135
2026	5	\$ 16.437.330	-\$ 690.797.805
2027	6	\$ 156.539.034	-\$ 534.258.771
2028	7	\$ 160.972.236	-\$ 373.286.535
2029	8	\$ 165.524.615	-\$ 207.761.920
2030	9	\$ 170.199.104	-\$ 37.562.815
2031	10	\$ 174.998.696	\$ 137.435.881
2032	11	\$ 179.926.445	\$ 317.362.325
2033	12	\$ 184.985.465	\$ 502.347.790
2034	13	\$ 190.178.933	\$ 692.526.724
2035	14	\$ 195.510.090	\$ 888.036.813
2036	15	\$ 200.982.235	\$ 1.089.019.049
2037	16	\$ 206.598.736	\$ 1.295.617.785
2038	17	\$ 212.363.022	\$ 1.507.980.807
2039	18	\$ 218.278.585	\$ 1.726.259.392
2040	19	\$ 224.348.985	\$ 1.950.608.377
2041	20	\$ 230.577.843	\$ 2.181.186.219
2042	21	\$ 236.968.847	\$ 2.418.155.066
2043	22	\$ 243.525.750	\$ 2.661.680.817
2044	23	\$ 250.252.371	\$ 2.911.933.188
2045	24	\$ 257.152.593	\$ 3.169.085.781
2046	25	\$ 264.230.363	\$ 3.433.316.144

Figura 12*Flujo de caja*

4.3 Indicadores y criterios financieros caso de estudio II

A continuación, la Tabla 25 y 26 presentan los indicadores y criterios financieros para el caso de estudio A (con financiamiento bancario).

Tabla 25*Indicadores para el caso A*

Caso A: con financiamiento bancario	
Inversión inicial	\$ 746.070.362
Costo del proyecto financiado	\$ 891.554.083
Tasa de descuento	5%
TIR - 25 años	13%
VAN	\$ 1.226.741.761
B/C	1,72
IR	2,64
ROI	173%
Ahorro de energía anual	\$ 88.482.884
Ahorro por incentivos tributarios	\$ 226.656.176
Ahorro de energía en 25 años	\$ 3.167.730.860
Payback (años)	9,21
Reducción emisión CO2 [Ton/año]	92,38
Árboles sembrados por año	14

Tabla 26*Indicadores y criterios para el caso A*

Indicador	Criterio	Valor	Aplicando el criterio
Valor actual neto	VAN > 0 VAN = 0 VAN < 0	\$1.226.741.761	Acepta
Tasa interna de retorno	TIR > K TIR = K TIR < K	13%	Acepta
Plazo de recuperación	Payback ≤ Tiempo de retorno esperado por el inversionista Payback > Tiempo de retorno esperado por el inversionista	9 años y 2 meses	Acepta
Relación beneficio costo	B/C > 1 B/C = 1 B/C < 1	1,72	Acepta
Índice de rentabilidad	IR > 1 IR = 0 IR < 0	2,64	Acepta
Retorno de la inversión	ROI > 0 ROI = 0 ROI < 0	173%	Acepta

La Tabla 27 y 28 presentan los indicadores y criterios financieros para el caso B (sin financiación bancaria).

Tabla 27*Indicadores para el caso B*

Caso B: sin financiamiento	
Costo del proyecto	\$ 746.070.362
Tasa de descuento	5%
TIR – 25 años	25%
VAN	\$ 2.002.827.578
B/C	3,16
ROI	395%
IR	3,68
Payback (años)	3,85

Tabla 28*Indicadores y criterios para el caso B*

Indicador	Criterio	Valor	Aplicando el criterio
Valor actual neto	VAN > 0 VAN = 0 VAN < 0	\$ 2.002.827.578	Acepta Indiferente Rechaza
Tasa interna de retorno	TIR > K TIR = K TIR < K	25%	Acepta Indiferente Rechaza
Plazo de recuperación	Payback <= Tiempo de retorno esperado por el inversionista Payback > Tiempo de retorno esperado por el inversionista	3,85	Acepta Rechaza
Relación beneficio costo	B/C > 1 B/C = 1 B/C < 1	3,16	Acepta Indiferente Rechaza
Índice de rentabilidad	IR > 1 IR = 1 IR < 1	3,68	Acepta Indiferente Rechaza
Retorno de la inversión	ROI > 0 ROI = 0 ROI < 0	395,55%	Acepta Indiferente Rechaza

4.4 Análisis de la inversión

Para el caso A el costo del proyecto financiado es \$891.554.083, esta gran inversión se compensa gracias a los incentivos tributarios donde se tiene un ingreso de \$226.656.176. Para evaluar la viabilidad económica se utilizó el valor actual neto asumiendo una tasa de descuento del 5%. Con esta información se tiene un VAN de \$1.226.741.761 lo que indica que la inversión generará beneficios. Además, para estudiar la viabilidad económica se utiliza el criterio de la tasa interna de retorno, obteniendo una TIR del 13% con un Payback de 9 años y 2 meses, siendo este proyecto viable según los indicadores calculados, sin embargo, será el cliente quien tome la decisión de invertir o no, de acuerdo con su liquidez y oportunidad de inversión. Además, comparando el primer escenario versus el segundo el cual no utiliza financiamiento bancario, se evidencia que el segundo arroja un VAN del \$ 2.002.827.578, una TIR del 25% y un Payback de

3 años y 8 meses. Lo que quiere decir que se obtiene mayor beneficio y se recupera más rápido la inversión, pero con la desventaja que el cliente debe realizar una gran inversión inicial.

5. Marco Legal y Regulatorio

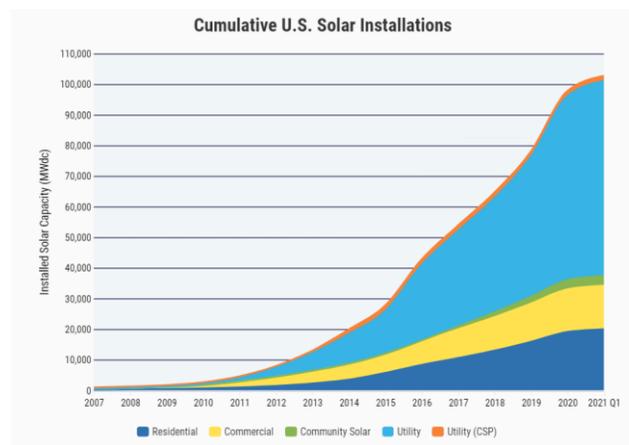
La industria solar crece en tiempo récord en los Estados Unidos, así lo muestra un informe de Solar Energy Industries Association (SEIA).

Sólo en la última década, la energía solar ha experimentado una tasa de crecimiento anual promedio del 42%. Gracias a políticas federales sólidas como el Crédito Tributario por Inversión en energía solar (ITC), la rápida disminución de los costos y la creciente demanda en el sector público y privado de electricidad limpia, ahora hay más de 100 gigavatios (GW) de capacidad solar instalada en todo el país, suficiente para alimentar 18,6 millones hogares (SEIA, 2021).

La Figura 13 muestra el crecimiento de instalaciones solares en la última década en los Estados Unidos.

Figura 13

Crecimiento de instalaciones solares en los Estados Unidos

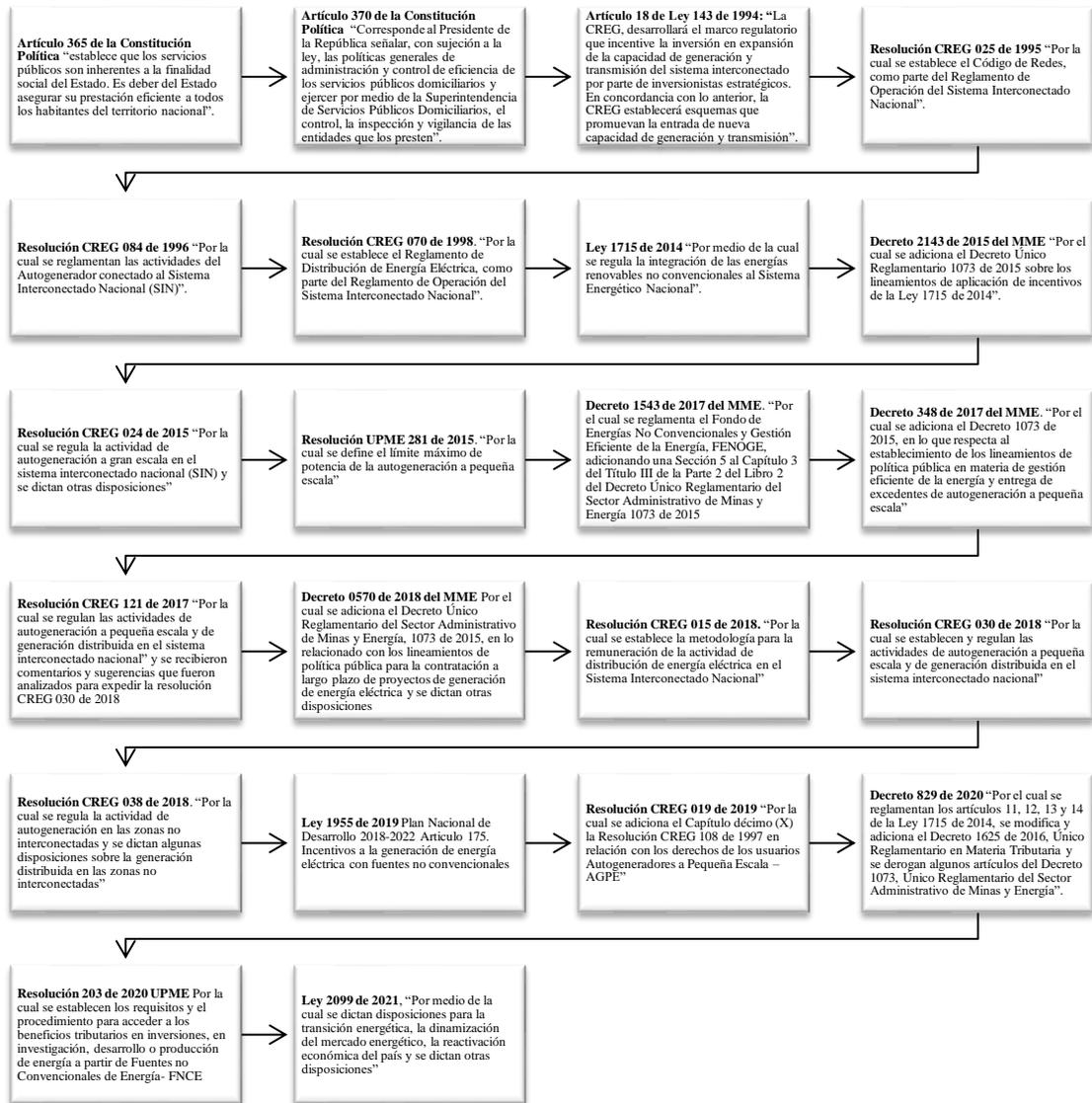


Nota: gráfica tomada de (SEIA, 2021)

Así mismo, el año 2020 Colombia se destacó como el país con mayores avances hacia la transición energética subiendo nueve posiciones en el índice de transición energética, pasando del puesto 34 al puesto 25 de acuerdo con el Foro Económico Mundial (WEF). El ministro de minas y energía, Diego Mesa agregó que esto fue posible gracias a la incorporación de energías renovables en la matriz de generación eléctrica y a la eficiencia del modelo de transición que se ha venido desarrollando en estos dos años de Gobierno (Lopez, 2020). Además, en los últimos años el gobierno nacional ha impulsado el desarrollo de las FNCER a través del marco normativo y regulatorio, así por ejemplo, la Ley 1715 de 2014, resolución CREG 030 de 2018 y la más reciente Ley 2099 de 2021. La Figura 14 presenta el marco legal y regulatorio colombiano a ser considerado en proyectos fotovoltaicos y FNCER.

Figura 14

Marco legal y regulatorio colombiano para proyectos con FNCE



5.1 Marco legal y regulatorio colombiano para acceder a incentivos tributarios

El principal propósito de este marco normativo se presenta en la primera guía práctica para la aplicación de incentivos tributarios. (UPME, s. f.):

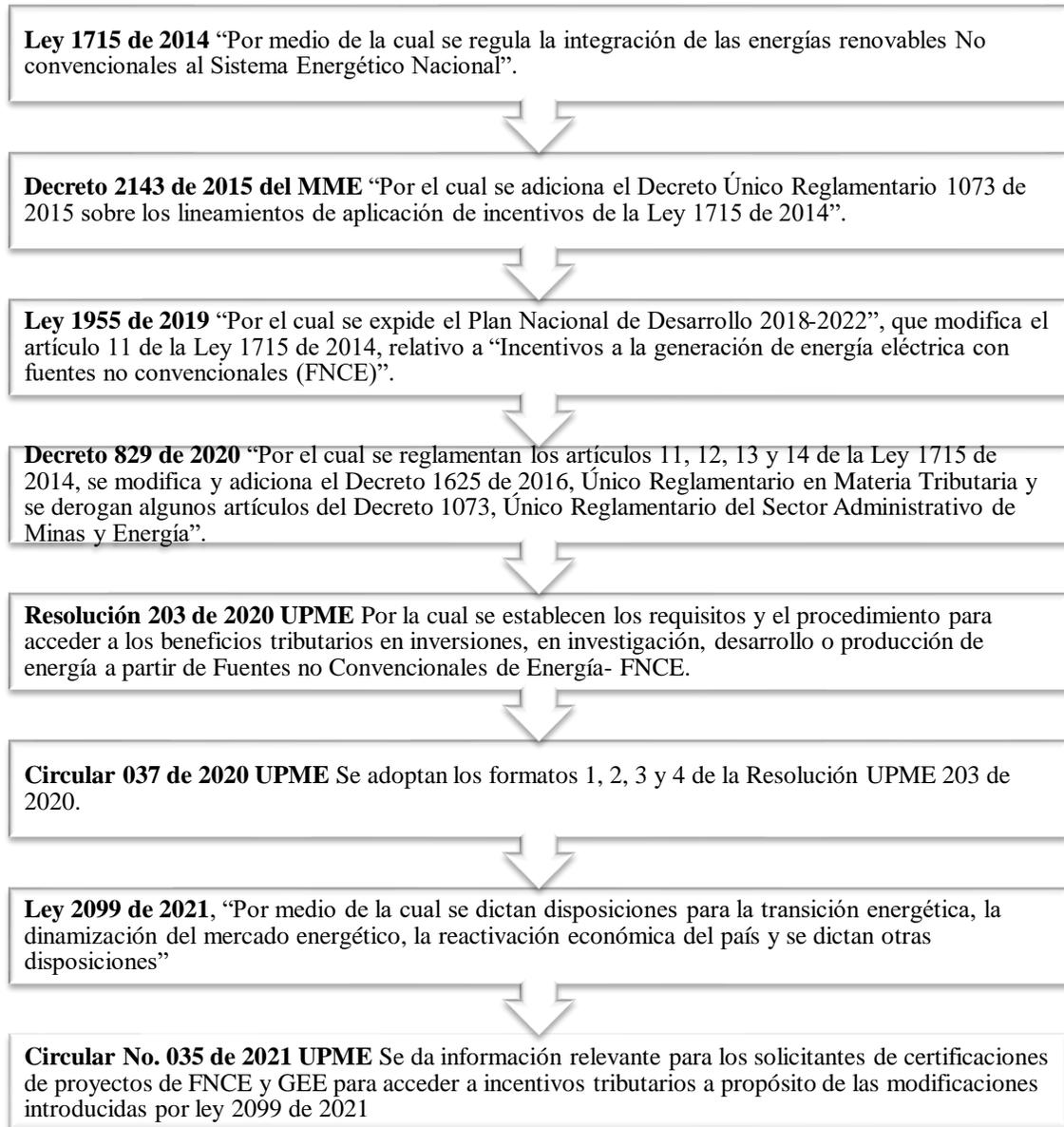
- A. Orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano que garanticen el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el Gobierno Nacional.
- B. Incentivar la penetración de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético colombiano, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda en todos los sectores y actividades, con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica.
- C. Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables.

La siguiente figura presenta el marco normativo para aplicación de incentivos tributarios en proyectos con FNCER.

La Figura 15 muestra el marco normativo para acceder a incentivos tributarios en proyectos con FNCER.

Figura 15

Marco normativo para aplicación de incentivos tributarios con FNCE



5.1.1 Ley 1715 de 2014

La ley 1715 de 2014 promueve el uso de FNCE a través del establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables y demás mecanismos que estimulen el desarrollo de tales fuentes en Colombia. El 10 de junio de 2021 se realizaron algunas modificaciones a esta ley, ya

que se promulgó la Ley 2099 de 2021 “por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones” (Ley 2099, 2021). Para proyectos de generación fotovoltaica la Ley 1715 de 2014 es muy atractiva pues los beneficios tributarios que otorga a los interesados representan ahorros económicos importantes. Las Figuras 16, 17, 18, 19, 20 presentan los incentivos tributarios establecido en la Ley 1715 de 2014.

Figura 16

Incentivos tributarios



**Deducción
en impuesto
de renta.**



**Exclusión de
IVA en la
compra de
los equipos a
usar.**



**Depreciación
acelerada de
activos.**



**Exención de
aranceles.**

Figura 17

Deducción en impuesto de renta

Deducción en impuesto de renta.	Los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en proyectos de FNCE tendrán derecho a deducir de su renta.
	En un período no mayor de 15 años, contados a partir del año siguiente en que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada.
	El valor a deducir por este concepto en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente determinada antes de resar el valor de la inversión.

Nota. Información tomada del artículo 11 (Ley 1715, 2014) modificado por artículo 8 (Ley 2099, 2021).

Figura 18*Exclusión de IVA*

Exclusión de IVA en la compra de los equipos a usar.	Los equipos, elementos y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las FNCE serán excluidos de IVA.
	Los equipos para la medición y evaluación de los potenciales recursos también serán excluidos de IVA.
	Este beneficio será aplicable a todos los servicios prestados en Colombia o en el exterior que tengan la misma destinación prevista anteriormente.

Nota. Información tomada del artículo 12 (Ley 1715, 2014) modificado por artículo 9 (Ley 2099, 2021).

Figura 19*Exención de aranceles*

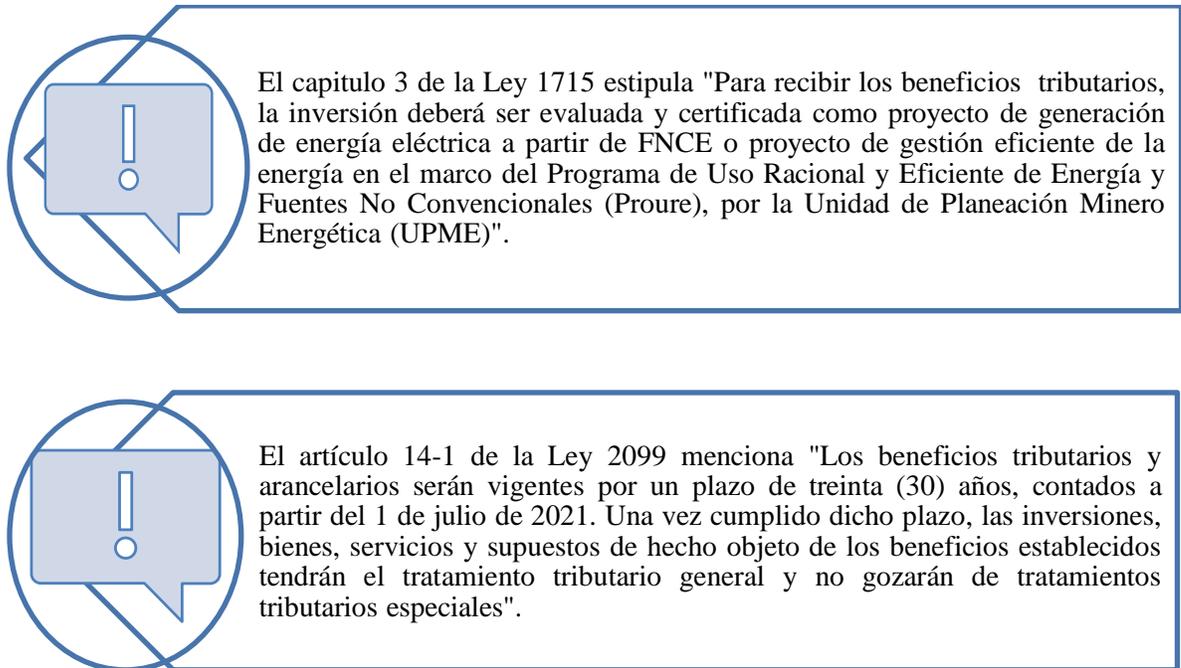
Exención de aranceles.	Las personas naturales o jurídicas que sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE, medición y evaluación de los potenciales recursos o acciones y medidas de eficiencia energética, gozarán de exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de reinversión y de inversión en dichos proyectos.
	Este beneficio arancelario será aplicable y recaerá sobre maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.
	La exención del pago de los derechos arancelarios deberá ser solicitada a la DIAN como mínimo 15 días hábiles antes de la importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos necesarios y destinados exclusivamente a desarrollar los proyectos de FNCE y gestión eficiente de la energía, de conformidad con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por la UPME.

Nota. Información tomada del artículo 13 (Ley 1715, 2014) modificado por artículo 10 (Ley 2099, 2021).

Figura 20*Depreciación acelerada de activos*

Depreciación acelerada de activos	<p>Será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de los proyectos de generación FNCE, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos y para acciones o medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para estos fines.</p>
	<p>La tasa anual de depreciación será no mayor de treinta y tres punto treinta y tres por ciento (33.33%) como tasa global anual.</p>
	<p>La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la DIAN, sin exceder el límite señalado, excepto en los casos en que la ley autorice porcentajes globales mayores.</p>

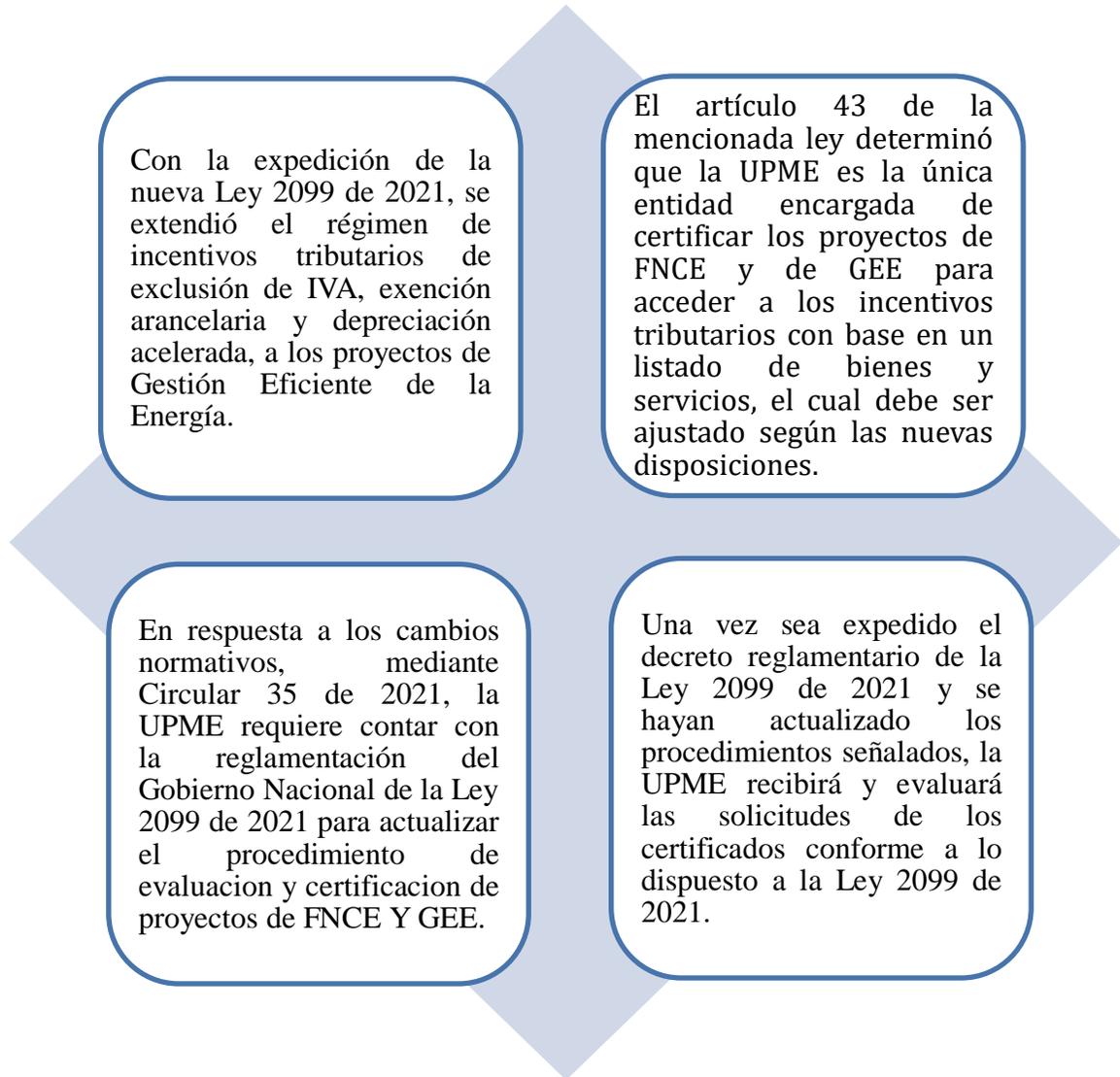
Nota. Información tomada del artículo 14 (Ley 1715, 2014) modificado por artículo 11 (Ley 2099, 2021).

Figura 21*Consideraciones para aplicar los incentivos tributarios*

La Figura 22 presenta algunos cambios normativos importantes estipulados en la Ley 2099 de 2021.

Figura 22

Cambios normativos importantes Ley 2099 de 2021



Nota. Información adaptada de (Circular 035, 2021) y (Estudio Legal Hernández, 2021).

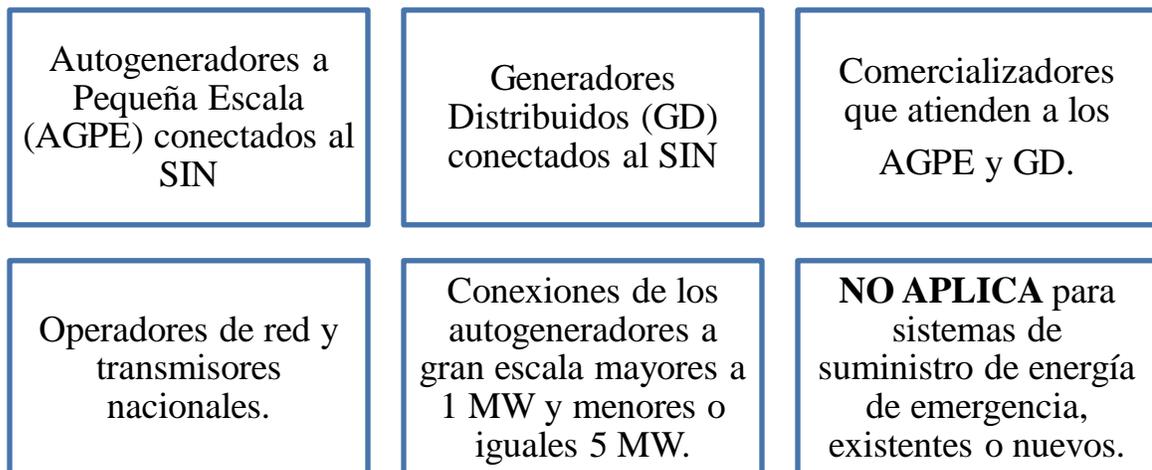
5.2 Resolución CREG 030

La Resolución CREG 030 de 2018 regula aspectos operativos y comerciales que permiten la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN) (CREG 030, 2018).

La Figura 23 muestra los agentes que aplican en esta resolución.

Figura 23

Agentes que aplican en resolución CREG 030



Nota. Figura realizada con información tomada de (CREG 030, 2018)

El título II de la resolución presenta la integración a la red de la autogeneración y la generación distribuida. La figura 24 presenta los capítulos que se encuentran en esta sección.

Figura 24

Condiciones para la integración, conexión y medición



Nota. Figura realizada con información tomada de (CREG 030, 2018)

5.2.1 Condiciones para la integración

Artículo 4: Integración de los generadores distribuidos y autogeneración de pequeña escala al SIN. Cuando la cantidad de energía anual exportada por GD y AGPE supere el 4% de la demanda comercial nacional del año anterior, la CREG revisará y podrá modificar las condiciones de conexión y remuneración de las exportaciones de energía que se establecen en (CREG 030, 2018).

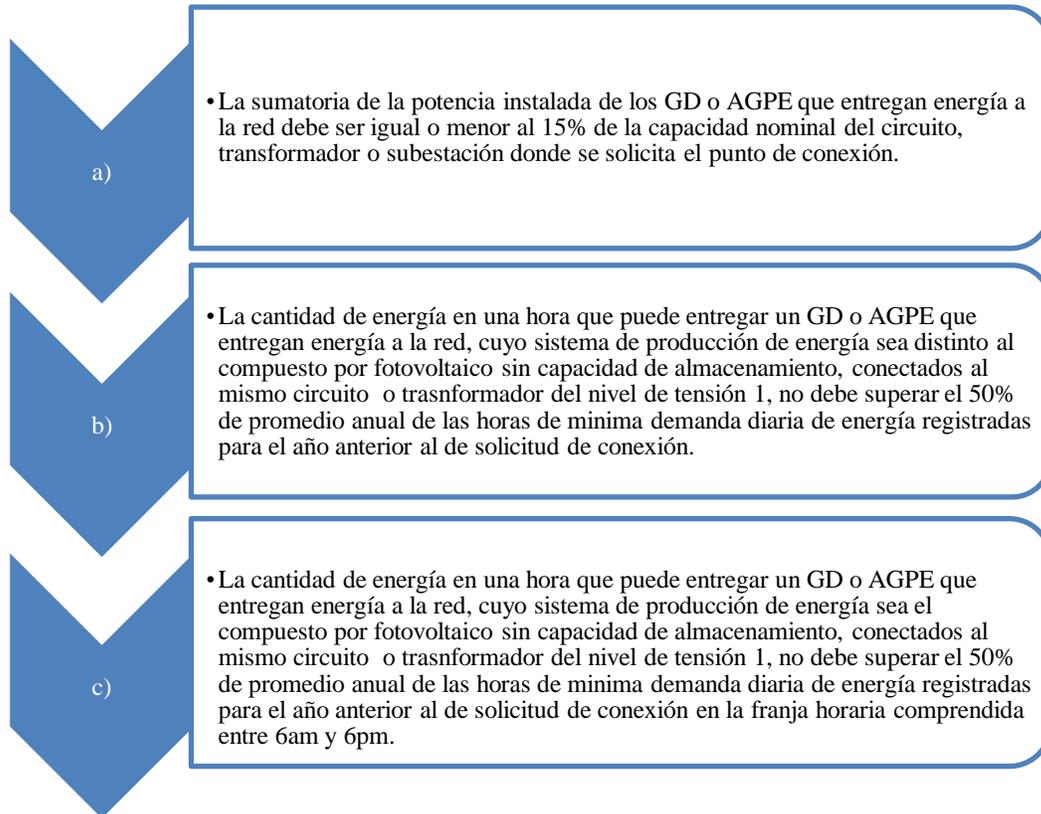
Artículo 5: Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1.

Antes de efectuar una solicitud de un GD o un AGPE a un sistema de distribución local en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar, en la página web del OR, que la red a la cual

desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con los parámetros presentados en la Figura 25.

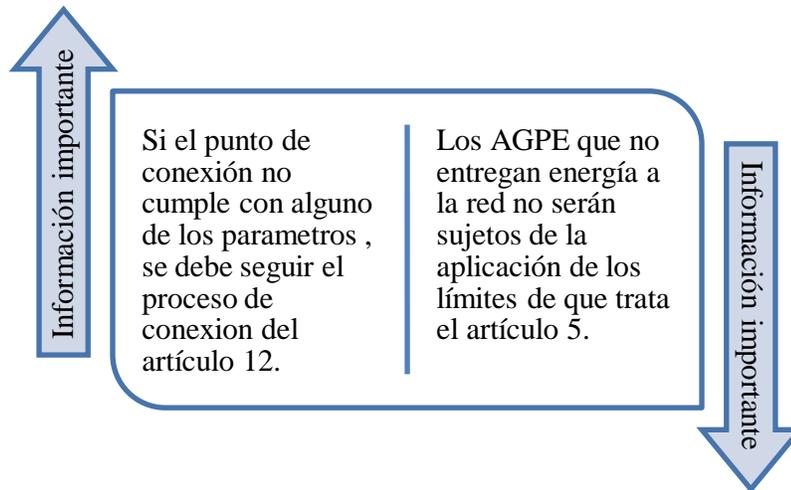
Figura 25

Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel tensión 1



Nota. Figura realizada con información tomada de (CREG 030, 2018)

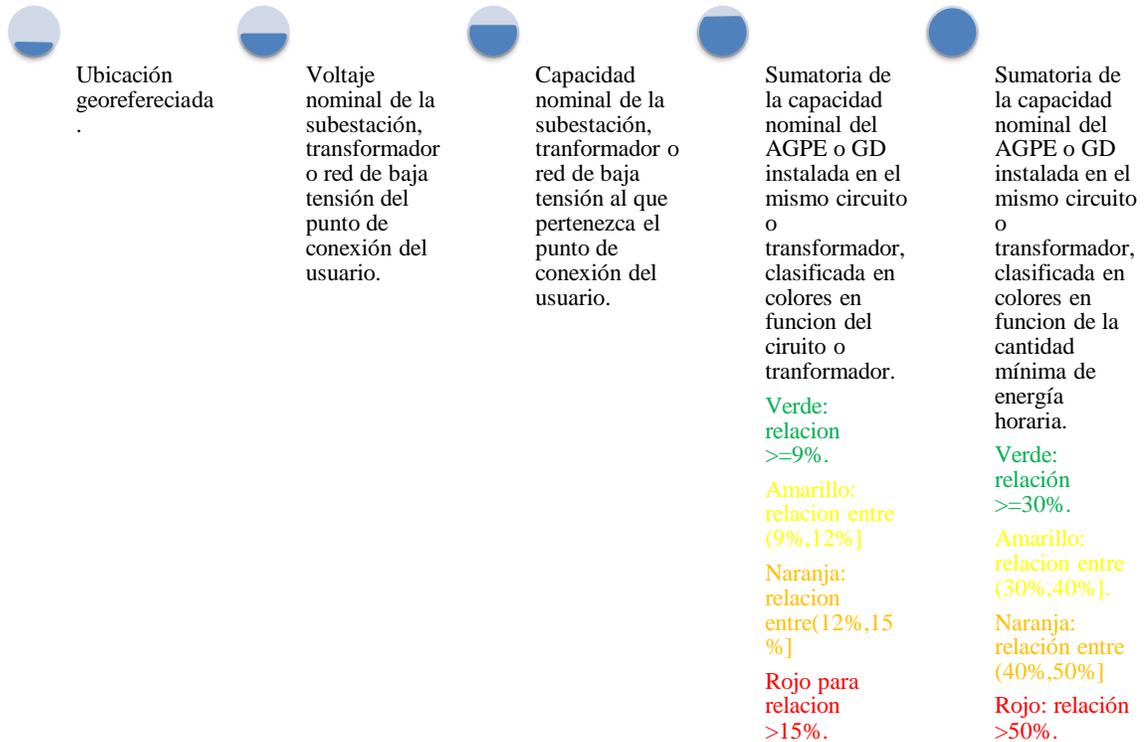
La Figura 26 presenta información a considerar para la integración.

Figura 26*Información Importante para la integración*

Nota. Figura realizada con información tomada de (CREG 030, 2018)

Artículo 6: Información de disponibilidad de red. Los OR deben disponer de información suficiente, donde se pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 5 para poder solicitar la conexión al sistema por parte de un posible AGPE o GD. El OR debe tener en su página web un sistema de información georreferenciado donde muestre el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión (CREG 030, 2018).

En relación con la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, se deberá desplegar la información asociada considerando como mínimo lo mostrado en la Figura 27.

Figura 27*Información de disponibilidad entregada por el OR*

Nota. Figura realizada con información tomada de (CREG 030, 2018)

5.2.2 Condiciones para la conexión

Artículo 7: Condición para conectarse como AGPE o GD. Usuario que se encuentre conectado a la red y quiera convertirse en un AGPE lo podrá hacer si cumple con los requisitos y haya disponibilidad técnica del sistema (CREG 030, 2018):

- Si un usuario cuyo consumo se encuentra registrado en una de las fronteras comerciales para agentes y usuarios y requiera convertirse en AGPE a pequeña

escala, deberá realizar adecuaciones a sus instalaciones para que sus consumos y entregas de excedentes no sean incluidos en la frontera que lo agregaba.

- Los AGPE y GD deben entregar información correspondiente al OR que se conecten, de acuerdo con su capacidad nominal, dentro de los dos meses siguientes al de la fecha de disponibilidad del formato que defina el OR para tal fin. Si no se entrega esta información, el OR podrá desconectar el AGPE o GD y lo reconectará hasta que subsane la situación.

Artículo 8: Sistema de información para trámite en línea. Los OR deben disponer de un sistema de información computacional disponible al público para que un potencial AGPE o GD pueda adelantar todo el trámite de conexión, recibir notificaciones, recibir requerimientos por medios electrónicos y pueda conocer el estado de su trámite en todo momento a través de la página web (CREG 030, 2018).

Artículo 9: Formatos de solicitud de conexión simplificada y estudios de conexión simplificados estándar. El OR deberá enviar al CNO, a la SSPD y a la CREG los formularios elaborados, es decir los formatos y el contenido de los estudios de conexión simplificados para los AGPE y GD. La Figura 28 muestra el contenido de un formulario de conexión simplificada (CREG 030, 2018).

Figura 28*Formulario de conexión simplificada*

Formulario de conexión simplificada para conexión de AGPE con potencia instalada $\leq 0,1$ MW y GD.

- Datos asociados con el cliente.
- Características del generador.
- Elementos que limitan la inyección a la red en caso de AGPE que no exportarán energía.
- Nivel de tensión de conexión.
- Características del equipo de medición.
- Datos del alimentador o subestación al cual requiere la conexión.
- Características de protección anti-isla
- Fecha prevista para la entrada en operación de la AGPE o GD.
- Diferenciar AGPE que entregan energía a la red de los que no, por potencia instalada de generación hasta 10 kW y mayor a 10 kW y hasta 100 kW, así como por tecnologías de generación.

Formulario de conexión simplificada para AGPE con potencia instalada entre 0,1 MW y 1 MW, y autogeneradores entre 1 MW y 5MW.

- Especificaciones precisas de cada uno de los análisis eléctricos que se requieren
- Características técnicas de los elementos que limitan la exportación de energía en los casos que se declare interés en no exportar, junto con las fuentes de información necesarias para llevarlo a cabo.
- Precisar las posibles causales de rechazo.

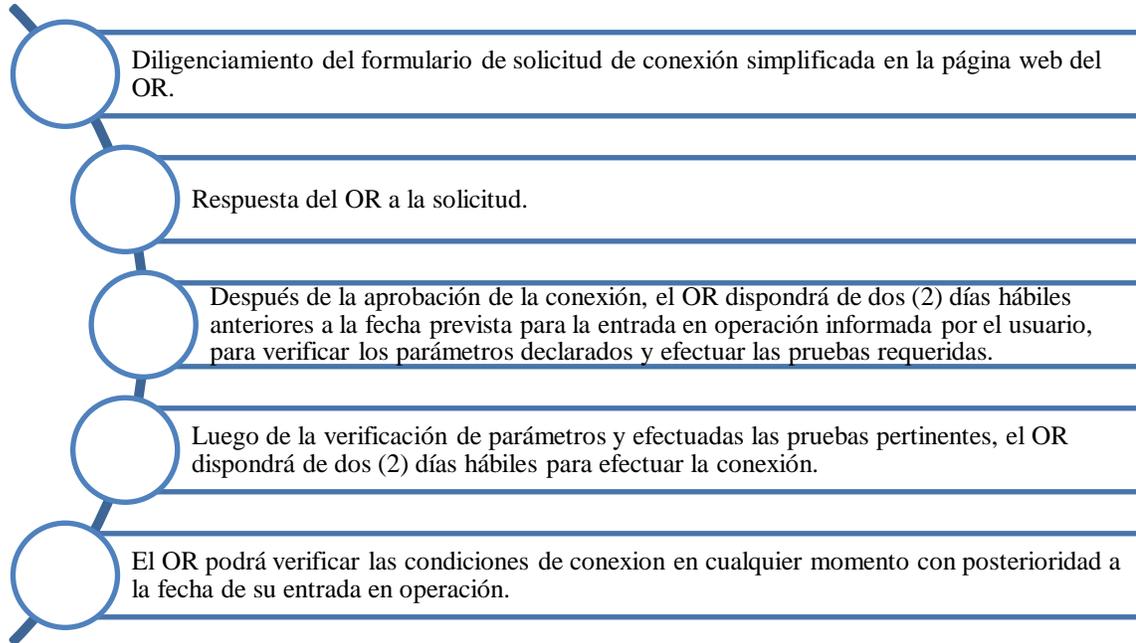
Nota. Figura realizada con información tomada de (CREG 030, 2018)

La CREG publicará el formato y el contenido estándar de los estudios de conexión simplificados, los cuales deben ser integrados por parte del OR en el sistema de información de que trata el artículo 8.

Artículo 10: Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y GD. La Figura 29 muestra este procedimiento.

Figura 29

Procedimiento de conexión para AGPE con $CI \leq 0,1$ MW y GD

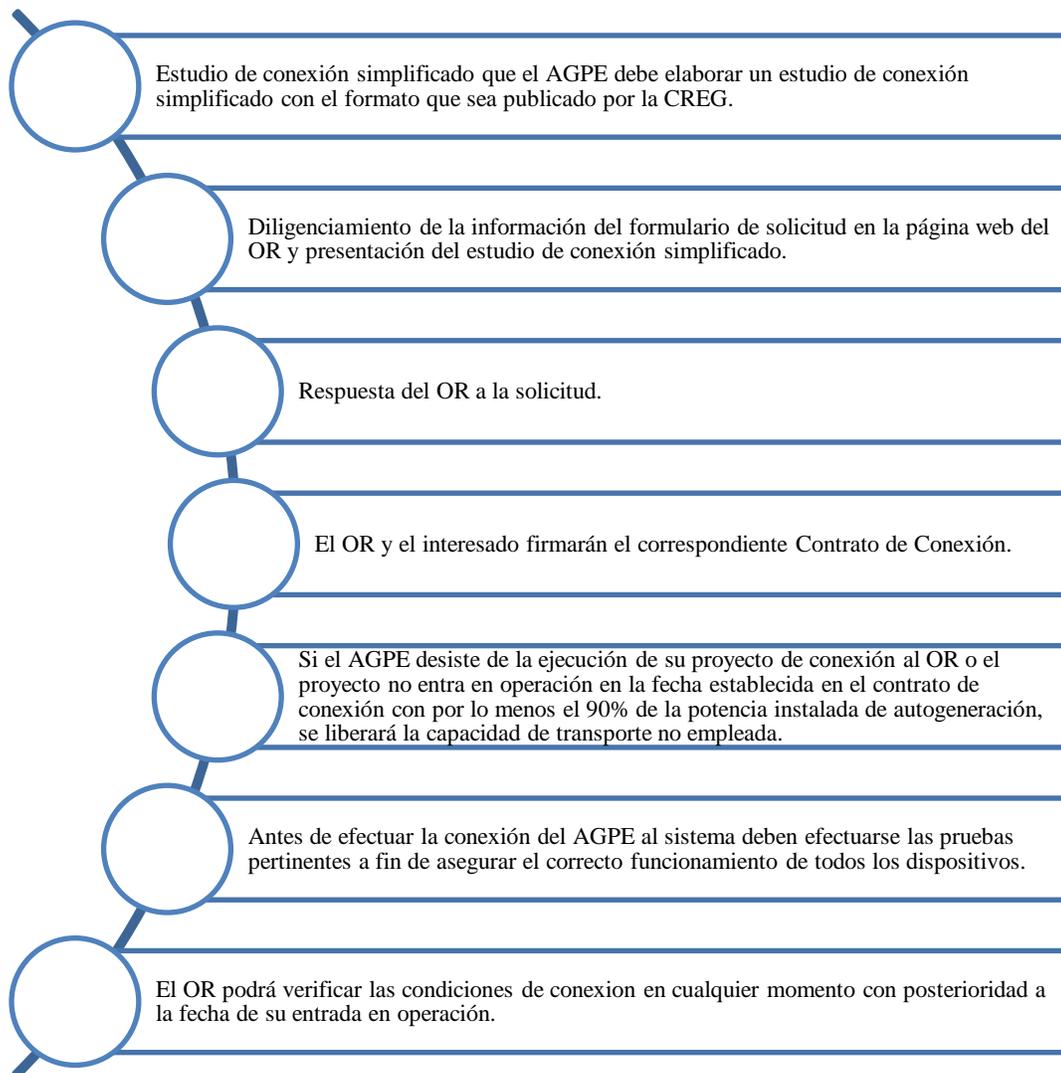


Nota. Figura realizada con información tomada de (CREG 030, 2018)

Artículo 11: Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW. La Figura 30 muestra este procedimiento.

Figura 30

Procedimiento de conexión para AGPE con $0,1 \text{ MW} < CI \leq 1 \text{ MW}$



Nota. Figura realizada con información tomada de (CREG 030, 2018)

Artículo 12: Conexión al STR o SDL de AGPE y GD en caso de incumplimiento de los estándares técnicos de disponibilidad del sistema.

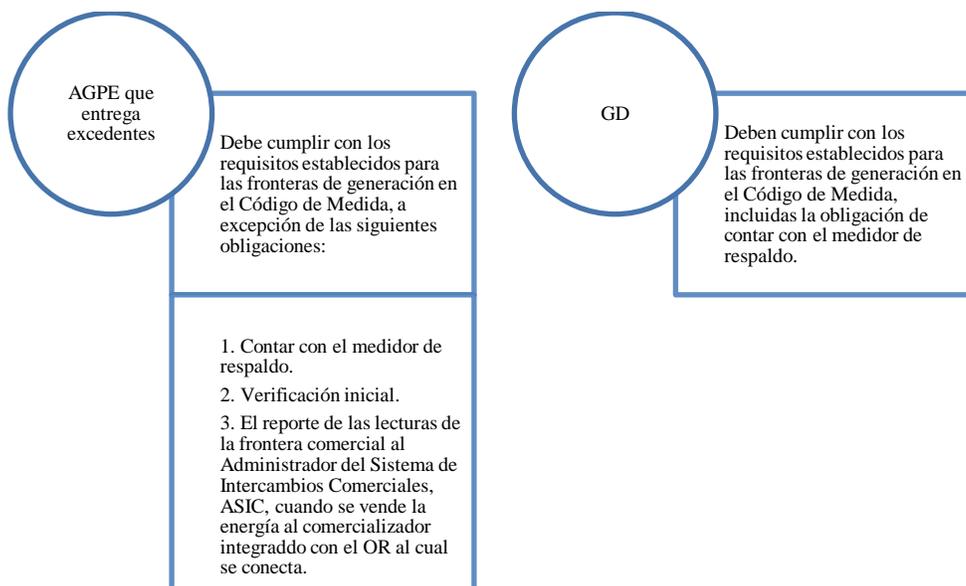
Si no se cumplen los estándares establecidos en el artículo 5 se deberá seguir el procedimiento establecido en el artículo 11, diferenciando las condiciones a solicitar según el tamaño del potencial AGPE o DG. Los costos y gastos que se ocasionen para aumentar la capacidad de la red para poder atender la conexión del potencial usuario AGPE o GD serán cubiertos por el solicitante y podrán ser incluidos en el contrato de conexión (CREG 030, 2018).

5.2.3 Condiciones para la medición

Artículo 13: Sistema de medición para AGPE y GD. La Figura 31 muestra los requisitos que debe cumplir el sistema de medición para AGPE Y GD.

Figura 31

Requisito sistema de medición para AGPE y GD



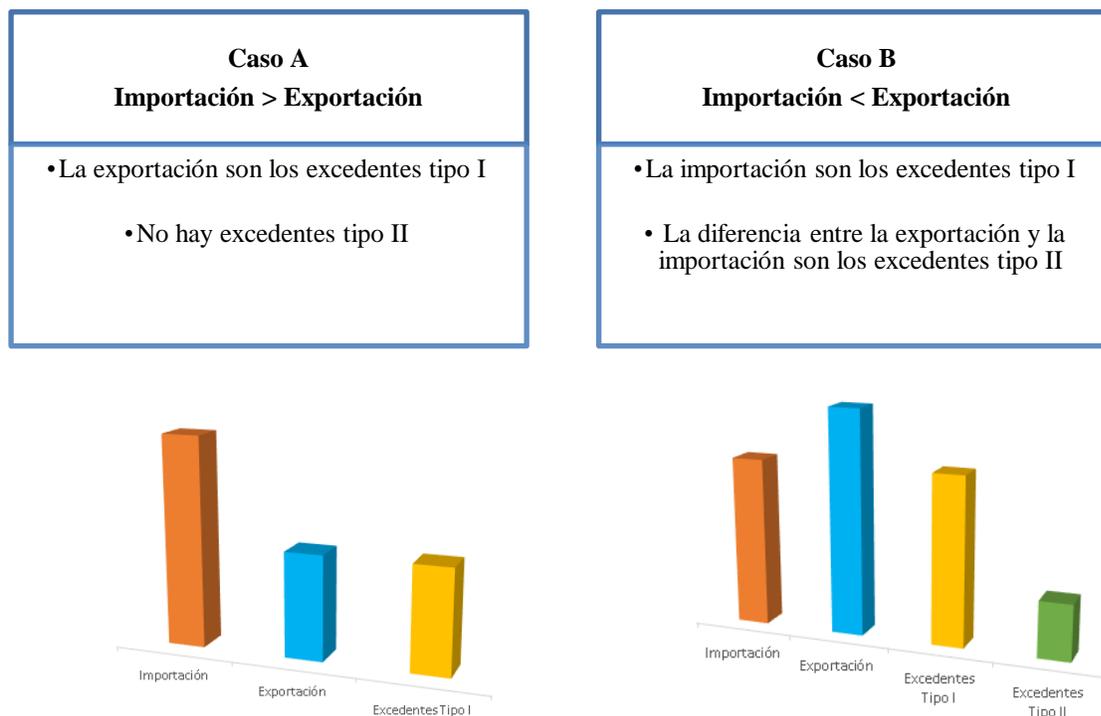
Nota. Figura realizada con información tomada de (CREG 030, 2018)

Artículo 14: Fronteras comerciales. El comercializador que represente al AGPE deberá cumplir con lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011, para registrar su frontera de comercialización y su frontera de generación en las condiciones del artículo 4 de la resolución mencionada (CREG 030, 2018).

5.2.3.1 Venta de excedentes. La regulación colombiana está diseñada para que el mayor beneficio que reciba el usuario desde el punto de vista de evaluación financiera de todo el proyecto es cuando la energía que genere, mayormente se destine a autogeneración. Lo anterior con el fin de que gran porcentaje de lo que está generando se quede en la carga. Por otra parte, según la resolución la energía que no es para autoconsumo es energía que se exporta a la red y se clasifica en excedentes tipo I y tipo II. La Figura 32 muestran los 2 casos que se pueden presentar según la CREG 030 de 2018.

Figura 32

Excedentes tipo I y tipo II



Artículo 17. Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER**Para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW**

- a) Los excedentes tipo I se reconocerán al precio del costo unitario variable menos los costos de comercialización.
- b) Los excedentes tipo II se reconocerán al precio horario de bolsa de energía (costos de generación).

Para AGPE con capacidad instalada mayor a 0,1 MW

- a) Los excedentes tipo I se reconocerán al precio del costo unitario variable menos los costos de comercialización, transmisión, distribución, pérdidas y restricciones.
- b) Los excedentes tipo II se reconocerán al precio horario de bolsa de energía (costos de generación).

6. Guía metodológica

La guía metodológica se elaboró en una página web y fue diseñada teniendo en cuenta una plantilla ejemplo, donde a través del programa Visual Studio Code se realizó su desarrollo web. La página tiene un diseño *responsive* lo que permite ajustar la resolución a cualquier tipo de dispositivo móvil permitiendo al usuario ingresar desde computador, móvil o tablet. Esta página fue cargada en un hosting gratuito lo que permite visualizarla desde cualquier punto con conexión a internet y consta de cinco vistas que están distribuidas como se muestra en la Figura 33.

Figura 33

Página web desarrollada



Nota. Página web desarrollada: <https:// analisis-financiero-uis.000webhostapp.com/index.html>.

La primera vista es acerca de análisis financiero, en ella se explica la definición y aspectos importantes en la evaluación de proyectos fotovoltaicos. La segunda vista es sobre información de entrada, la cual muestra los aspectos más relevantes para tener en cuenta inicialmente en un proyecto fotovoltaico. La tercera vista presenta indicadores y criterios, en ella se muestra una tabla resumen con criterios e indicadores más utilizados en proyectos de generación solar. La cuarta vista presenta el marco regulatorio, se realizó un abrebocas de la Ley 1715 de 2014 y la Resolución CREG 030 de 2018, la cuales son fundamentales para la ejecución de proyectos con generación fotovoltaica. Finalmente, la última vista resume el caso de estudio 1 presentado en esta investigación, adicionalmente incluye un video explicativo y una plantilla de Excel para realizar cálculos y analizar el comportamiento financiero de proyectos fotovoltaicos. La Figura 34 y 35 muestran el video y la plantilla.

Figura 34

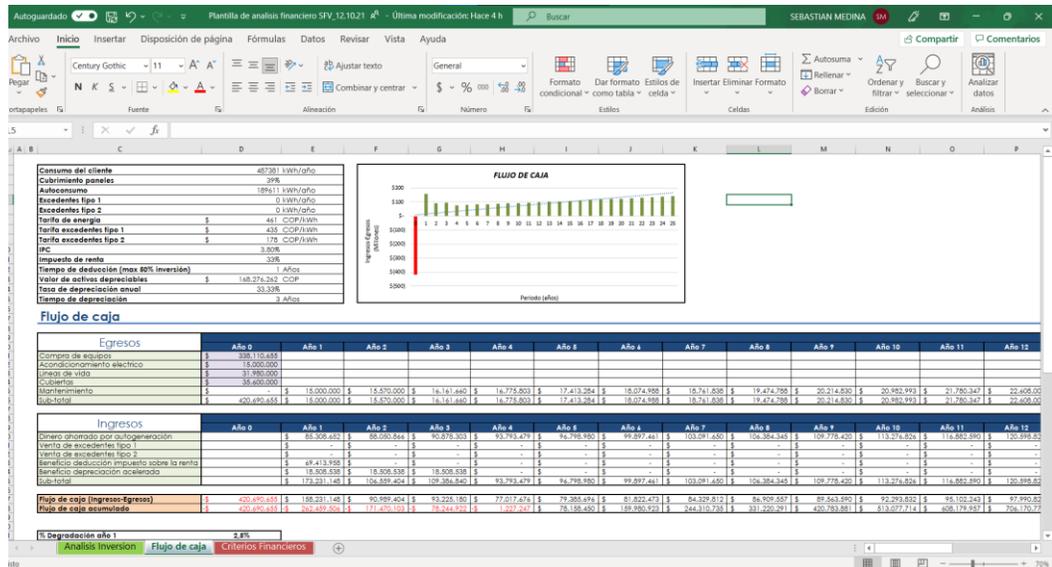
Página web ejemplo y vídeo



CASO DE ESTUDIO: PROYECTO FOTOVOLTAICO EPC SIN VENTA DE EXCEDENTES

Figura 35

Plantilla ejemplo



7. Conclusiones

Esta investigación tuvo como objetivo realizar una guía metodológica para la evaluación financiera de proyectos fotovoltaicos. Para su realización se desarrolló una página web, que incluye la información más relevante de la tesis, una plantilla en Excel y un video explicativo. Con este proyecto se tiene un mecanismo de aprendizaje dirigido a estudiantes que deseen profundizar en temáticas relacionados con gestión de proyectos y evaluación financiera de proyectos fotovoltaicos.

Con la revisión bibliográfica se identificó indicadores y criterios más utilizados en la evaluación financiera de proyectos fotovoltaicos. Esta investigación muestra que el flujo de caja es el estado financiero implementado con mayor frecuencia y que el VAN, TIR y el Payback son los indicadores más utilizados por analistas financieros para la toma de decisiones.

La inversión inicial en proyectos fotovoltaicos con modelo EPC requiere un gran músculo financiero ya que el cliente considera: compra, instalación de equipos, infraestructura y gastos de mantenimiento. Así mismo, en estos proyectos se debe considerar la variación de los costos según el IPP/IPC/TRM para hacer una correcta proyección, además es importante tener en cuenta los incentivos tributarios para recuperar la inversión inicial en menor tiempo.

En esta investigación se identificó el marco legal y regulatorio colombiano relacionado con proyectos fotovoltaicos. Con base en una línea de tiempo se logró describir las principales leyes, decretos y resoluciones. Se concluye que la Ley 1715 y la CREG 030 son las principales herramientas que promueven la ejecución de estos proyectos en Colombia.

8. Recomendaciones

El Payback es un indicador muy utilizado para evaluar el retorno de la inversión, sin embargo, se aconseja utilizar el Payback descontado ya que este ofrece un criterio más realista al tener en cuenta la variación del dinero en el tiempo.

El TRM es un dato de entrada importante ya que la mayoría de los componentes utilizados en proyectos fotovoltaicos son importados y se pagan en dólares. Se debe considerar este valor ya que su variación puede modificar la viabilidad financiera del proyecto.

La degradación en paneles solares es un factor que debe ser considerado en el flujo de caja ya que afecta la producción energética y por ende, el ahorro financiero.

El alcance de este proyecto no contempló sistemas fotovoltaicos aislados. Se recomienda para futuras investigaciones ahondar en la evaluación financiera de sistemas autónomos considerando las diferencias con respecto al sistema conectado a la red.

Referencias Bibliográficas

- Acciona. (s. f.-a). *¿Qué es el cambio climático?* https://www.acciona.com/es/cambio-climatico/?_adin=02021864894
- Acciona. (s. f.-b). *Energía solar fotovoltaica.* https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/?_adin=02021864894
- Ávila, A., & Fonrodona, J. A. (2016). *Análisis de viabilidad económica y de ahorro energético en proyectos de iluminación, evaluando el cambio de luminarias y la alimentación con energía solar fotovoltaica (Tesis de pregrado).* http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/cat/popup/pa_detalle_matbib.jsp?parametros=178300%7C%7C1%7C1
- Banco Mundial. (2017). *La importancia de las energías limpias.* <https://www.bancomundial.org/es/news/feature/2017/10/30/la-importancia-de-las-energias-limpias>
- BANREP. (s. f.-a). *Índice de precios al consumidor (IPC).* <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indice-precios-consumidor-ipc>
- BANREP. (s. f.-b). *Índice de precios del productor (IPP).* <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indice-precios-del-productor-ipp#:~:text=El índice de precios del,bienes transados en la economía.>
- BANREP. (s. f.-c). *Tasa Representativa del Mercado (TRM - Peso por dólar).* <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm>
- Bello, A. M., & Paez, D. N. (2018). Estudio de viabilidad financiera de la generación de energía eléctrica a partir de paneles solares para puestos de salud en Colombia. *Monografía*

Diplomado Internacional En Energías Alternativas Y Renovables, 69.

<https://repository.unilibre.edu.co/handle/10901/15473>

Bitar, S., & Chamas, F. (2017). *Estudio De Factibilidad Para La Implementacion De Sistemas Fotovoltaicos Como Fuente De Energía En El Sector Industrial De Colombia (Tesis de maestría)*.

<https://repository.cesa.edu.co/bitstream/handle/10726/1572/MBA00499.pdf?sequence=1&is>

Allowed=y

Bnamericas. (2020). *Los 11 principales proyectos solares de Colombia*.

<https://www.bnamericas.com/es/reportajes/los-11-principales-proyectos-solares-de-colombia>

Broseta, A. (2021). *Valor presente y valor futuro: definición, fórmulas y ejemplos*.

<https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3345472-valor-presente-futuro-definicion-formulas-ejemplos>

Burguillo, R. V. (2015). *Tasa de descuento*. <https://economipedia.com/definiciones/tasa-descuento.html>

Calazans, A., Kelly, M., Chaudhry, G., & Siddiki, M. K. (2015). Economic analysis of a photovoltaic system connected to the grid in Recife, Brazil. *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015*, 4-8. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2015.7356263>

Campos, L., & Garcia, J. (2021). *Evaluación financiera de proyectos* (p. 36).

Circulantis. (s. f.). *Fuentes de Financiación de una empresa*. <https://circulantis.com/blog/fuentes-de-financiacion/>

CREG 119, (2007). <http://apolo.creg.gov.co/creg.nsf/normas?OpenFrameSet>

CREG 030, (2018). <http://apolo.creg.gov.co/creg.nsf/normas?OpenFrameSet>

Ley 1715, (2014). http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

Ley 2010, (2019). http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2010_2019.html

Ley 2036, (2020). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=137050>

Ley 2099, (2021). [https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY 2099 DEL 10 DE JULIO DE 2021.pdf](https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY_2099_DEL_10_DE_JULIO_DE_2021.pdf)

Delgado, J. (2017). *¿Que es y para qué sirve la declaración de renta?*

Echeverri, M. (2016). *Empresas que apuestan por la energía solar*. La República. <https://www.larepublica.co/empresas/empresas-que-apuestan-por-la-energia-solar-2388426>

EFPA. (2019). *Crowdfunding, crowdlending, crowdfactoring: qué son y diferencias*. Asesores Financieros. <https://www.asesoresfinancierosefpa.es/opinion-financiera/crowdfunding-crowdlending-crowdfactoring/>

Estudio Legal Hernández. (2021). *Incentivos tributarios energías renovables en Colombia*. <https://estudiolegalhernandez.com/wp-content/uploads/2021/09/CARTILLA-INCENTIVOS-TRIBUTARIOS-ENERGÍA-RENOVABLE.pdf>

Gerencie. (2019). *¿Qué es la depreciación?* <https://www.gerencie.com/depreciacion.html#:~:text=La depreciación es el mecanismo,con el paso del tiempo.&text=Vida útil de los activos fijos para efectos de la depreciación.>

Gil, S. (2015). *Exención fiscal*. <https://economipedia.com/definiciones/exencion.html>

González, P. (s. f.). *¿Qué es Deducciones Fiscales?* <https://www.billin.net/glosario/definicion-deducciones-fiscales/>

Guillén, C. (2018). *¿Qué es la gestión de proyectos?* tic.PORTAL. <https://www.ticportal.es/glosario-tic/gestion-proyectos>

Índice. (s. f.). *Índice de Endeudamiento Financiero*. <https://efxto.com/diccionario/indice-de->

endeudamiento

Lopez, A. (2020). *Colombia: segunda en transición energética de América Latina*.

<https://www.portafolio.co/economia/colombia-segunda-en-transicion-energetica-de-america-latina-546899>

López, J. F. (2018). *Inversión*. <https://economipedia.com/definiciones/inversion.html>

Marquez, N., & Pirajon, F. (2015). *Análisis y estudio para la implementación de un Sistema de abastecimiento de Energía a partir paneles fotovoltaicos en una Construcción de obra (Tesis de pregrado)*. http://biblioteca.upbbga.edu.co/docs/digital_29385.pdf

Monterrosa, H. (2018). *Proyectos de energía solar fotovoltaica, los que más se están registrando en el país*. La República. <https://www.larepublica.co/infraestructura/proyectos-de-energia-solar-fotovoltaica-son-los-que-mas-se-estan-registrando-en-el-pais-2744233>

NoviCap. (2021). *Leasing o Arrendamiento Financiero*. <https://novicap.com/guia-financiera/leasing-que-es/>

Ortiz Anaya, H. (2011). *Análisis financiero aplicado y principios de administración financiera* (14.^a ed.). Universidad Externado de Colombia.

Ossa, G. (2016). *Estudio técnico y financiero para la implementación de sistema solares de alumbrado público en la zonas comunes de conjuntos residenciales (Tesis de pregrado)*. <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/6603/62131244O84.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Perez, A., Ortiz, R., & Ortiz, E. (2014). HOMER: A valuable tool to facilitate the financing process of photovoltaic systems in Puerto Rico. *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014*, 1467-1470. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2014.6925192>

Decreto 2143, (2015).

- Renewable Energy Magazine. (2020). *Anuncian un aumento en la previsión de la capacidad instalada renovable para 2022.*
<https://www.renewableenergymagazine.com/panorama/anuncian-un-aumento-en-la-prevision-de-20200825>
- Romero, Á. (2018). *¿Qué debemos saber de los Fondos de Inversión? ¿Por qué invertir en ellos?*
<https://www.economiadehoy.es/noticia/38593/economia/que-debemos-saber-de-los-fondos-de-inversion-por-que-invertir-en-ellos.html>
- SEIA. (2021). *Solar Industry Research Data.* <https://www.seia.org/solar-industry-research-data>
- Sevilla, A. (2015). *Arancel.* <https://economipedia.com/definiciones/arancel.html>
- SUIN. (2021). *Glosario.* <http://www.suin-juriscol.gov.co/index.html>
- TIO. (2017). *TIR, VPN, TIO, y COSTO PROMEDIO DE CAPITAL WACC.*
<http://zusideroldan.blogspot.com/2017/11/tir-vpn-tio-y-costo-promedio-de-capital.html>
- UPME. (s. f.). *Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.*
https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf
- UPME. (2019). *Día histórico para las energías renovables en Colombia: por primera vez, la energía del sol y del viento llegará, a precios más bajos, a los hogares colombianos.*
https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_05_2019.pdf
- UPME. (2020). *Informe de Registro de Proyectos de Generación (corte a septiembre 30 de 2021).*
http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2021/Registro_septiembre_2021.pdf
- Circular 035, (2021). https://www1.upme.gov.co/Normatividad/Circular_035_2021.pdf
- Velayos, V. (2014). *Valor actual neto (VAN).* <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

Westreicher, G. (2018). *Línea de crédito*. Economipedia.com.
<https://economipedia.com/definiciones/linea-de-credito.html>