

**PERSPECTIVAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COOPERATIVAS ENERGÉTICAS CON AUTOGESTIÓN Y
GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA**

Camilo Ernesto Isidro Rodríguez

Nota de Aceptación

Certificamos que el presente Trabajo de Grado Satisface,
en alcances y calidad, todos los requisitos que demanda
un Trabajo de Grado de Maestría.



Ricardo Moreno Chuque
Director



Claudia Esquivel
Jurado

Manuel V. Valencia

Manuel Valencia
Jurado

Aprobado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la
Pontificia Universidad Javeriana Cali, para optar el título de
Magister en Ingeniería.

Camilo Rocha

HERNÁN CAMILO ROCHA NIÑO Ph. D.
Decano Facultad de Ingeniería y Ciencias



JUAN CARLOS MARTÍNEZ ARIAS
Director Posgrados de Ingeniería y Ciencias

Cali, (26, 06, 2023)



Acta de Correcciones al Documento de Trabajo de Grado

Santiago de Cali, 20-06-2023

Autor: Camilo Ernesto Isidro Rodríguez

Título del Trabajo de Grado: “Perspectivas para la implementación de cooperativas energéticas con autogestión y generación distribuida de energía eléctrica en Colombia”

Director: Ricardo Moreno Chuquen

Como indica el artículo 2.13 de las Directrices para Trabajo de Grado de Maestría, he verificado que el estudiante indicado arriba ha implementado todas las correcciones que los Jurados del Proyecto de Trabajo de Grado definieron que se efectuaran, como consta en el Acta de Evaluación correspondiente.

Ricardo Moreno Chuquen



Pontificia Universidad
JAVERIANA
Cali

Facultad de Ingeniería y Ciencias

Datos del Estudiante

Nombre: Camilo Ernesto Isidro Rodríguez

Dirección: Carrera 83 N13A1-22 Cali

Correo electrónico: camilo22@gmail.com – camiloisidro@javerianacali.edu.co

Celular: 3136142525

Profesión: Ingeniero mecánico – Especialista en sistemas gerenciales de ingeniería

Nombre de la empresa: Schlumberger

Cargo: Ingeniero direccional



**PERSPECTIVAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
COOPERATIVAS ENERGÉTICAS CON AUTOGENERACIÓN Y
GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
COLOMBIA**

CAMILO ERNESTO ISIDRO RODRÍGUEZ

**DIRECTOR:
DR. RICARDO MORENO CHUQUEN**

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE POSTGRADOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA
CALI
2023**

*Dedicado a
Mi padre que está en cielo.
Mi madre quien ha sido un soporte
incondicional en mi vida.
Mi hermana quien siempre ha estado presente
en muchos de los pasos de mi vida.
Y a Tatiana quien en los últimos años
ha sido mi mejor compañera*

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer al Dr. Ricardo Moreno por abrirme esta nueva puerta de conocimiento y temas que eran desconocidos en un principio y por el apoyo durante el proceso en el desarrollo de esta investigación.

A mi familia porque siempre han creído y apoyado todos mis proyectos sin importar las circunstancias.

A todos las personas que directa e indirectamente tuvieron un aporte en el desarrollo del proyecto, como Martín y a Cristian quienes desinteresadamente me ofrecieron su ayuda y conocimiento técnico.

A Jhon Jhon por brindarme el tiempo requerido para poder finalizar la tesis.

A todas las directivas y profesores de la universidad por su flexibilidad y compartir conocimientos durante el proceso diario de aprendizaje en la maestría.

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción	1
2. Planteamiento del Problema	5
3. Objetivos	11
3.1. Objetivo General	11
3.2. Objetivos Específicos	11
4. Marco Teórico	12
5. Oportunidades Regulatorias en Colombia	23
5.1. Resolución CREG 030 de 2018	24
5.2. Resolución CREG 174 de 2021	25
5.2.1. Integración a la red para un AGPE	26
5.2.2. Alternativas de entrega de los excedentes de AGPE	30
5.2.3. Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER	30
6. Modelo Cooperativo	35
6.1. Principio de Organización Cooperativa	37
6.2. Estructura de Organización Cooperativa	38
6.3. Viabilidad de Cooperativas Energéticas	40
6.3.1. Sistema de Energía Solar Eotovoltaico	40
6.3.2. Recursos, Tarifas y Costos	40
7. Diseño de Sistema Solar Fotovoltaico	43
7.1. Potencial y Radiación Solar	43
7.2. Características Técnicas de la Planta Solar Fotovoltaica	45
7.3. Características Técnicas del Inversor	49
8. EVALUACIÓN FINANCIERA	55
8.1. Beneficios tributarios	55
8.2. Costos del generador fotovoltaico y costos de creación de la CER	55
8.3. Cálculo del costo de capital de la CER	57
8.4. Ingresos Cooperativa	59
8.4.1. CER inyecte el 100 % de la energía producida a la RED	60
8.4.2. CER autoconsumo del 100 % de la energía por los socios	61
8.4.3. CER con autoconsumo, intercambio e inyección de excedentes	63
8.4.4. Selección del Modelo	65
9. Conclusiones y Recomendaciones	66

A. Diseño Fotovoltaico	74
A.1. Áreas Conjunto al sur de Cali	74
A.1.1. Palmas del Ingenio	74
A.1.2. Condominio Melao	75
A.1.3. Brisas del Limonar	75
A.2. Ficha técnica panel fotovoltaico	77
A.3. Ficha técnica inversor	79
A.4. Evaluación Financiera	81
A.4.1. Cotización Generador Fotovoltaico	81
A.4.2. Consumos hogares estrato 6	82
A.4.3. Generación anual del sistema fotovoltaico	82
A.4.4. Generación sistema fotovoltaico en 25 años	82
A.4.5. Flujo de Caja Libre con inyección del 100 %	83
A.4.6. Flujo de Caja Libre y del Inversionista con autoconsumo del 100 %	84
A.4.7. Ahorro de cada hogar para el escenario de 100 % autoconsumo	86
A.4.8. Flujo de Caja Libre y del Inversionista con autoconsumo, intercambio y Venta	87

ÍNDICE DE TABLAS

1.1.	Proyección Consumo de Energía en Colombia 2030 (TWh). Fuente: [4]	1
4.1.	Modelo de proceso de fundación de las CER. Fuente: [32]	19
4.2.	Modelos de Negocio de las Cooperativas de Energía Renovable. Fuente: [34]	20
4.3.	Eficiencia de las celdas y paneles fotovoltaicos. Fuente: [38]	22
5.1.	Reconocimiento de Excedentes para AGPE que usan FNCER. Fuente: [39]	31
7.1.	Características Panel Solar 550 W Monocristalino PERC. Fuente: [46]	47
7.2.	Dimensión Panel Solar 550W Monocristalino PERC. Fuente: [46]	49
7.3.	Principales características inversor Growatt MAX150KTL3-X MV. Fuente: [46].	50
7.4.	Coefficientes de temperatura del panel solar Atlas 550 W. Fuente: [46].	51
8.1.	Costos fijos del personal de la cooperativa. Fuente: [50].	56
8.2.	Costos generador fotovoltaico. Fuente: A.4.1 y [45]	57
8.3.	Costos Monitoreo de Generación. Fuente: [46] y [52].	57
8.4.	Cálculo VPN, TIR y TIRM.	60
8.5.	Cálculo VPN, TIR y TIRM al precio de bolsa de \$500/kWh.	61
8.6.	Cálculo precio mínimo del kWh buscando $VPN = 0$.	61
8.7.	Cálculo VPN, TIR, TIRM y PPD.	62
8.8.	Cálculo VPN, TIR, TIRM y PPD.	62
8.9.	Cálculo VPN, TIR, TIRM y PPD.	64
8.10.	Cálculo VPN, TIR, TIRM y PPD.	65
A.1.	Generación anual del sistema fotovoltaico. Fuente: [44].	82
A.2.	Generación del sistema fotovoltaico en 25 años. Fuente: [46].	82

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1. Porcentaje de Emisiones por Tipo de Combustible de Generación del SIN 2019 (Fuente: [7])	2
2.1. SIN (2019) vs ZNI (2018) en Colombia (Fuente: [12] y [13])	7
2.2. Empleo de energías renovables por tecnología (Fuente: [16])	8
2.3. Costos LCOE de energía PV por país (Fuente: [16])	8
2.4. Costos LCOE promedio de energía PV por tecnología (Fuente: datos tomados de [16])	9
5.1. Flujograma proceso general para conexión de un AGPE al OR (Fuente: [39])	28
6.1. Principios cooperativas energéticas	37
6.2. Organigrama cooperativa energética	38
6.3. Modelo de Negocio de la CER (Fuente: [41])	40
6.4. Consumo y costos mensuales apartamentos al sur de Cali	42
7.1. Diagrama de sistema conectado a la red centralizado (Fuente: [43])	44
7.2. Irradiación Sur de Cali en $kwh/m^2/mes$ (Fuente: [44])	44
7.3. Irradiación Sur de Cali en $kWh/m^2/dia$ (Fuente: [44])	44
7.4. Distancia entre paneles (d).	48
7.5. Diagrama sistema fotovoltaico	54
8.1. Escenario tres	63
A.1. Área conjunto Palmas del Ingenio (Fuente: [42])	74
A.2. Área Condominio Melao (Fuente: [42])	75
A.3. Área conjunto Brisas del Limonar (Fuente: [42])	76
A.4. Ficha técnica panel fotovoltaico (Fuente: [46])	78
A.5. Ficha técnica inversor Growatt MAX150KTL3-X MV (Fuente: [46])	80
A.6. Consumos hogares estrato 6	82
A.7. Flujo de Caja Libre 100 % inyección al SIN	83
A.8. Flujo de Caja Libre 100 % autoconsumo	84
A.9. Flujo de Caja del Inversionista 100 % autoconsumo	85
A.10. Ahorro de cada hogar para el escenario de 100 % autoconsumo	86
A.11. Flujo de Caja Libre con autoconsumo, intercambio y Venta	88
A.12. Flujo de Caja del Inversionista con autoconsumo, intercambio y Venta	90

Resumen

En el contexto de la transición energética, la generación de energía eléctrica con fuentes renovables es un reto a nivel gubernamental, social, académico e industrial. Por lo tanto, la transición a los nuevos modelos energéticos debe ser un resultado de investigación y planeación. Por consiguiente, surge la necesidad de estudiar la factibilidad para implementar Cooperativas de Energías Renovables (CER) basadas en la producción de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos recientemente impulsados con la resolución CREG 174 de 2021 y el proyecto de resolución CREG 002 de 2021. Los modelos de cooperativas han dado lugar a iniciativas de comunidades energéticas de manera significativa en varios países como Alemania, España y recientemente en Chile y Brasil. Mediante el estudio del contexto regulatorio sobre la generación distribuida y autogeneración de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos, se busca encontrar la viabilidad de realizar un proyecto como las Cooperativas de Energía Renovables (CER) en Colombia. Los resultados esperados darán información relevante, para evaluar su potencial y las opciones futuras que tenemos todos los ciudadanos para participar en proyectos energéticos sostenibles tanto social como económicamente, que no afecten el medio ambiente y de manera local invertir en el bienestar de todos mediante la transformación del modelo energético actual y descentralizar la producción energética de grandes compañías.

Palabras Clave: *Cooperativa de energías renovables, energías renovables, modelo energético, Colombia.*

Abstract

In the context of the energy transition, the generation of electricity with renewable sources is a challenge at the governmental, social, academic and industrial levels. Therefore, the transition to new business models must be a result of research and planning. Subsequently, the need arises to study the feasibility of implementing Renewable Energy Cooperatives (RECs) based on the production of electricity with photovoltaic systems recently promoted with the CREG resolution 174 of 2021 and the CREG resolution project 002 of 2021. Cooperative models have led to energy community initiatives significantly in several countries such as Germany, Spain and recently in Chile and Brazil. Through the study of the regulatory context on distributed generation and self-generation of electrical energy with photo-voltaic systems, , the purpose of this search is to find the viability of carrying out a project such as the Renewable Energy Cooperatives (RECs) based on photo-voltaic electricity production in Colombia. The expected results will provide relevant information to evaluate their potential and the future opportunities of citizen engagement in energy projects that are both socially and economically sustainable, that do not negatively affect the environment and locally invest in the welfare of all through transformation of the current business model and decentralize the energy production of big companies.

Keywords: *Renewable energy cooperatives, Renewable energy, energy model, Colombia.*

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos 13 años la población en Colombia ha tenido un crecimiento del 14%, con una población de 48 258 494 habitantes a 2018 [1]. En consecuencia en Colombia, el total de viviendas pasaron de 10 390 207 [2] en el año 2005 a 13 480 729 [1] en el año 2018. De igual forma, los datos de IEA [3] muestran que el consumo de energía eléctrica incrementó el 46% en 13 años, aumentando de 38,8 *TWh* en el 2005 a 71,9 *TWh* en el año 2018.

Según XM [4], quien es el operador del Sistema Interconectado (SIN) y administra el Mercado de Energía Mayorista (MEM), plantea tres escenarios de consumo eléctrico para el 2030 en Colombia, como se muestra en la siguiente tabla 1.1:

Año	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
2030	105,51	105,01	102,53

Tabla 1.1: Proyección Consumo de Energía en Colombia 2030 (TWh). Fuente: [4]

Para cubrir estas demandas se requieren alternativas sostenibles de generación de energía eléctrica, disminuyendo las emisiones que contribuyen al calentamiento global y que al mismo tiempo pluralice el modelo energético con el que cuenta el país.

En Colombia la generación de energía se produce mediante la industria privada y empresas públicas (como ENEL, ISAGEN o Empresas Públicas de Medellín), en su mayoría la generación eléctrica, se concentra en generación hidráulica con un 68,3% y térmica 30,7% (carbón y gas) [5]. El reto para todos los países (incluido Colombia), es buscar fuentes alternas para producir energía eléctrica como las fuentes renovables no convencionales, teniendo en cuenta, que estas últimas solo representan el 1% de la generación en Colombia.

La generación de energía por medio plantas hidroeléctricas son una fuente de energía renovable mediante el aprovechamiento de la energía cinética del agua, que pasa a través de turbinas las cuales están conectadas a generadores para producir energía. Las centrales hidroeléctricas tienen beneficios como su gran capacidad de generación eléctrica, un rendimiento del 50% y una vida media de las plantas de 50 años [6].

Las plantas térmicas usan fuentes de energía no renovables como combustibles fósiles (carbón, gas natural o combustibles líquidos) y tienen una vida media para plantas de gas y carbón de 30 años [6].

La generación solar fotovoltaica es la encargada de transformar la radiación solar en energía eléctrica mediante paneles con celdas semiconductoras. La vida media de una planta solar es de 20 años y su rendimiento es de 20% [6].

La generación total de electricidad dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se encuentra dividido en diferentes fuentes de generación, para 2019 la generación dentro del SIN estaba conformada por ACPM-Gas Natural con 16 864 904 *MWh*, Biomasa 1 639 139 *MWh*, Carbón 1 530 312 *MWh*, Gas 1 358 268 *MWh*, Hidráulica 5 076 878 *MWh* y Solar 4 854 *MWh* [7]. De esta manera, el porcentaje de emisiones por tipo de combustible dentro del SIN, como se puede observar en la figura 1.1 es: la generación por carbón representa el 52% de las emisiones de CO_2 , seguido por las plantas de generación por gas con 19%, plantas con generación con ACPM y con Gas Natural 17%, Biomasa 10% Hidráulica 2% y Solar 0% de emisiones [7].

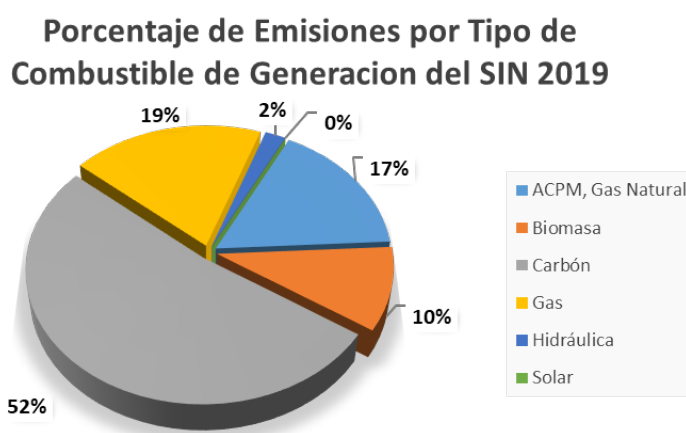


Figura 1.1: Porcentaje de Emisiones por Tipo de Combustible de Generación del SIN 2019 (Fuente: [7])

En Colombia se han dado avances importantes para la inserción de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), mediante la cual la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) con la Resolución 030 del 26 de febrero de 2018, regula la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. El país cuenta con leyes que reglamentan los procedimientos para los incentivos tributarios, recientemente con la Res. 196 de 2020 y Res. 203 de 2020. de acuerdo a la Ley 1715 de 2014. Adicionalmente, se cuentan con las Resoluciones de la CREG 024 de 2015 la cual regula las actividades de generación y autogeneración a pequeña escala (capacidad instalada menor o igual a 1 *MW*) y la Resolución 030 de 2018 para la generación a gran escala (capacidad instalada mayor o igual a 1 *MW*). Sin embargo, se requiere diversificar y realizar una transición hacia nuevos modelos energéticos, como son las Cooperativas de Energías Renovables (CER).

Por otro lado, el cooperativismo en Colombia inició de forma regulada con la Ley 79 de 1988 la cual resalta su importancia para el desarrollo económico del país. Diez años más tarde con la Ley 454 de 1998 se crea un marco conceptual para la regulación de las cooperativas y se crean entidades como el Departamento Administrativo

Nacional de la Economía Solidaria, la Superintendencia de la Economía Solidaria y el Fondo de Garantías para las Cooperativas Financieras.

En la Unión Europea las CER se encuentran desarrolladas, especialmente en países como Alemania, Bélgica, Dinamarca, Francia, España, entre otros; ResCoop cuenta con 2588 cooperativas asociadas y con más de 1 000 000 de asociados en la UE [8]. Las CER son una alternativa sostenible, que en la actualidad no existen en el país. Por medio de la cual, los ciudadanos pueden reunirse y aportar de manera libre para generar energía eléctrica y convertirse en prosumers (productores y consumidores). Dentro de las alternativas para producir electricidad de fuentes renovables se encuentran la energía solar, eólica, la hidroeléctrica, la biomasa, el biogás, la mareomotriz y la geotérmica.

Las CER en Colombia abren las posibilidades al país hacia alternativas energéticas ciudadanas a través de las opciones tecnológicas disponibles, disminuyendo costos económicos y medioambientales.

La evaluación de la factibilidad para crear nuevos modelos energéticos en el país, como las CERs, ofrece la oportunidad de valorar si los proyectos alternativos en energía son viables para su aplicación mediante el cooperativismo y bajo las regulaciones Colombianas. También da la oportunidad para que las cooperativas se puedan replicar en todo el territorio, para hacer una red cooperativa como Rescoop en la Unión Europea, que invite a los ciudadanos Colombianos a participar de forma voluntaria, con membrecía abierta, con control democrático de los miembros, participación económica a través de la propiedad directa, autonomía e independencia, educación entrenamiento e información, cooperación a través de cooperativas y preocupación por la comunidad [8].

Las cooperativas y su funcionamiento tienen grandes ventajas, Recoop en la Unión Europea destaca las siguientes REScoop [8] :

- El dinero se mantiene en la economía local, incentivando la actividad laboral.
- Fomentan la aceptación de las energías renovables.
- Mantiene asequible la inversión individual, debido a que las instalaciones son propiedad de un grupo de ciudadanos.
- Benefician a la comunidad local. Por lo general, comparten parte de las ganancias con sus miembros y utilizan el resto para desarrollar nuevos proyectos o beneficiar a la comunidad local en su conjunto.
- Actúan sobre la energía. Los ingresos que resultan de los proyectos de energía renovable se utilizan a menudo para financiar medidas de eficiencia energética en edificios públicos.

Adicionalmente, la creación de cooperativas CER, ayuda a democratizar la generación de energía eléctrica y acelera su proceso de conversión a energías renovables, ayudando al medioambiente y al bienestar de toda la comunidad en general, interactuando con los gobiernos locales y nacionales para su implementación.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La problemática del cambio climático y la sostenibilidad energética ha hecho que los gobiernos, se planteen realizar acciones para suplir las necesidades energéticas y al mismo tiempo disminuir los gases de efecto invernadero (GEI). En los acuerdos de París de la COP21 celebrados en el año 2015, Colombia se comprometió a reducir sus emisiones de gases efecto invernadero en un 20% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030 [9].

En las proyecciones que se han realizado para Colombia al año 2050, se pronosticó que: los energéticos de mayor consumo serán la electricidad y el gas natural con un 46% de participación en la matriz energética del país [10]. Para cumplir estas demandas se ha planteado dentro de las alternativas desarrollar las energías renovables [10].

Colombia ha basado su producción de energía eléctrica mayoritariamente en fuentes hidroeléctricas. Sin embargo, la mayor participación de estas fuentes conlleva a la dependencia de factores que pueden afectar su producción, como la observada en años anteriores (2015-2016), con el fenómeno del niño (escasez de agua, entrando como respaldo las plantas térmicas) o la niña (aumento de los niveles de agua), afectando de esta forma el margen de capacidad y los precios mayoristas de la energía con un comportamiento variable.

Zapata y col. [6] en su investigación de la evaluación de la seguridad del suministro eléctrico en un sistema principalmente hidroeléctrico, concluyen que en épocas de escasez los precios mayoristas son altos y tienen una gran variabilidad; además el mecanismo de capacidad no conduce a resultados de mercados eficientes, ya que el precio medio proyectado es de 0,062 USD/kWh, mientras que en países como EE.UU. es de 0,039 USD/kWh. Adicionalmente, Zapata y col. [6] concluyen que en 4 de los 7 escenarios simulados en su estudio, el margen mínimo de capacidad alcanza valores cercanos a cero o incluso negativos que pueden generar apagones futuros en el país. Por otra parte, Zapata y col. [6] también ultiman que las energías renovables pueden ayudar a garantizar la seguridad del suministro eléctrico y puede reducir los precios de la electricidad y además disminuir la participación de la generación térmica que adiciona costos a los precios de la electricidad.

Por otra parte, el país enfrenta otra problemática que son, los retrasos en la entrega y la entrada en operación de Hidroituango la cual se tenía planeada para el año 2018 en su primera etapa. Hidroituango generará 2400 MW de energía eléctrica; sin embargo, estos retrasos y problemas en su construcción, han llevado a tener incertidumbre en cuanto a la seguridad energética del país a corto y mediano plazo. Henao y Dynner [11] concluyen que la crisis de Hidroituango pone en riesgo la seguridad energética del país y sugiere que incluso si el proyecto es terminado tarde, aliviará las necesidades de electricidad del país solo por un corto periodo. Dentro

de su modelo, Henao y Dynner [11] evalúan la inserción de FER como la solar y la eólica encontrando que estas fuentes, no solo, ayudarán a la seguridad energética del país, sino que además, tiene ventajas como ayudar a las hidroeléctricas a mantener un nivel medio de los embalses, en caso de escasez de agua y una reserva que ayuda a la intermitencia de generación eléctrica de las FER. La inserción de las FER a la generación eléctrica de Colombia contribuirá a disminuir los apagones. Tener unos precios promedio más bajos de LCOE, en comparación con seguir solo con fuentes tradicionales de generación eléctrica.

Otra problemática con la que cuenta Colombia son las zonas apartadas y de difícil acceso por su geografía, clima y selvas tropicales. Otro aspecto, que tienen estas zonas del país, es que tienen una baja densidad poblacional, un bajo consumo eléctrico y bajos recursos económicos. Esto con lleva que el Sistema Interconectado (SIN), no llegue al 100 % del territorio nacional, y los servicios de electricidad a las poblaciones que se encuentran en estos territorios no llegue o no sea fácil, y el servicio que tienen no se encuentra disponible las 24 horas del día. Estos lugares están definidos como Zonas No Interconectadas (ZNI). En la imagen 2.1 se realiza un comparativo del SIN año 2019 [12] versus el ZNI 2018 [13] en Colombia.

En Colombia el porcentaje de población que tiene acceso a la electricidad es del 96,9% en el año 2019; de igual manera, la proporción urbana que cuenta con acceso a la electricidad es de 99,5%; mientras que la población rural con acceso a la electricidad es del 85,6% y la población sin acceso a la electricidad es de 1,9 millones de personas para el mismo año 2019 [14]. A pesar, que se han hecho esfuerzos (como subsidios) para garantizar el acceso a la electricidad, aún hacen falta proyectos que lleguen a zonas de difícil acceso y que estas poblaciones cuenten con electricidad para suplir sus necesidades básicas.

Según el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE) para las Zonas No Interconectadas (ZNI), el 51 % del territorio nacional corresponde al ZNI con 18 departamentos, 5 capitales departamentales, 36 cabeceras municipales y 95 municipios, que cuentan con una capacidad operativa de 288,206 kW, de los cuales 16,340 kW (6%) corresponden a ER y 271,866 kW (94%) corresponden a generación de electricidad con combustible líquido diésel.

Cabe agregar, que la generación por medio de generadores diésel eleva los precios del kWh y genera un impacto medioambiental elevado, por las emisiones de CO₂ que conlleva la combustión de los motores diésel. Por otro lado, actualmente la generación de ER en las ZNI se encuentra conformada por soluciones fotovoltaicas individuales con 65,4%, pequeñas centrales hidroeléctricas con 28,41%, fotovoltaico concentrado 6,06% y biomasa 0,12% [13]. Se observa que un gran porcentaje de estas fuentes ER corresponden a ESF debido al potencial que se tienen en estas regiones y su facilidad de montaje y mantenimiento.

En Colombia se han creado varias alternativas de producción de energía eléctrica, algunas de estas alternativas las realizan grandes consorcios y el gobierno nacional. Estos son proyectos que conllevan grandes inversiones, que sin duda, son parte de las ambiciosas metas que se tienen en el crecimiento de dichas fuentes de producción

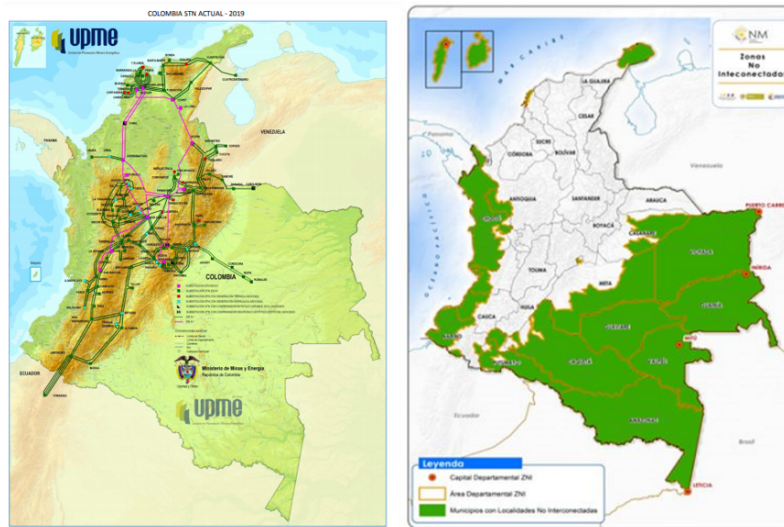


Figura 2.1: SIN (2019) vs ZNI (2018) en Colombia (Fuente: [12] y [13])

energética. Sin embargo, en el país hay pocos avances conocidos a la fecha sobre la factibilidad de generar Cooperativas de Energías Renovables (CER) en ciudades y zonas rurales, para el emprendimiento de las personas naturales a aportar en proyectos sostenibles y que contribuyan a las problemáticas mencionadas anteriormente. Las CER de igual manera, ayudan a la descentralización de los productores energéticos y a un mayor compromiso de la ciudadanía local por las Energías Renovables (ER).

Las Comunidades de Energía Sostenible (CES) son organizaciones cuyos miembros están fuertemente involucrados en la planificación e implementación de medidas dirigidas al uso racional de la energía y la introducción de fuentes de energía renovable (FER) en la producción, consumo y/o suministro de electricidad, energía térmica (por ejemplo, calefacción / refrigeración), energía mecánica (por ejemplo, para bombeo) o combustibles (por ejemplo, biogás para vehículos o para inyección en la red de gas natural) [15].

El propósito de esta investigación es evaluar la viabilidad técnica/financiera de las CER en Colombia, bajo las leyes y regulaciones establecidos actualmente por el gobierno, tanto para las cooperativas, como para las ER.

Empleo de Energías Renovables por Tecnología



Figura 2.2: Empleo de energías renovables por tecnología (Fuente: [16])

Debido a que las CES abarcan todo el ámbito de las FER, se ha establecido realizar la evaluación desde la producción, consumo/suministro de energía eléctrica en especial el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica (ESF). Teniendo en cuenta factores como la capacidad de empleabilidad generada por la ESF 2.2. Otro factor importante, son los costos de construcción y operación LCOE (Levelized Cost of Energy) durante su vida útil de las ESF, los cuales, han ido en descenso a través de los últimos 10 años 2.3. Por otro lado, la capacidad instalada de ESF en Colombia pasó de 1,52 MW en el año 2016 a 89,52 MW en el año 2019. No obstante, se debe tener en cuenta que una gran parte de estas plantas tienen una capacidad instalada mayor a 20 MW [16].

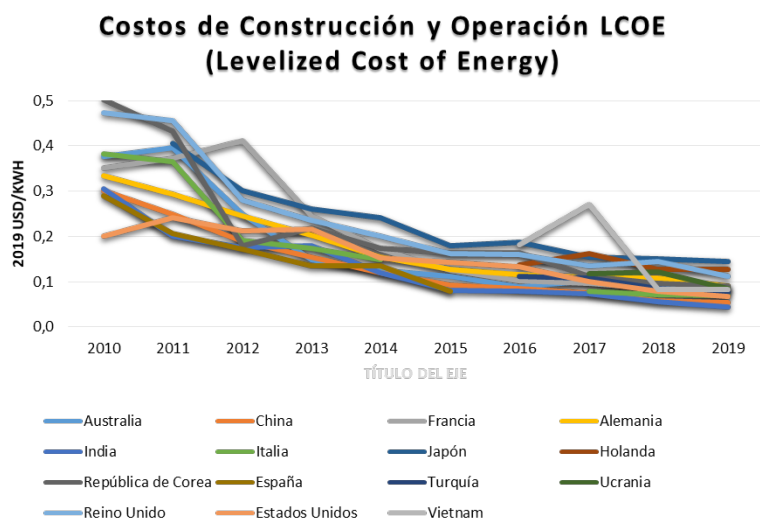


Figura 2.3: Costos LCOE de energía PV por país (Fuente: [16])

En el gráfico 2.4, se puede ver el comparativo de los costos LCOE de las tecnologías de fuentes renovables. Se observa en la gráfica que todas las tecnologías tienen un costo promedio LCOE muy cercano en el año 2019, siendo la tecnología hidroeléctrica la más económica con $0,047 \text{ USD}/kWh$, mientras la tecnología eólica en altamar es la que mayor LCOE tiene con $0,115 \text{ USD}/kWh$. Por otra parte a 2019, la tecnología solar fotovoltaica se encuentra en un punto intermedio con $0,068 \text{ USD}/kWh$, que la hace una tecnología atractiva dentro de las posibilidades renovables que se tienen para diversificar la generación eléctrica.

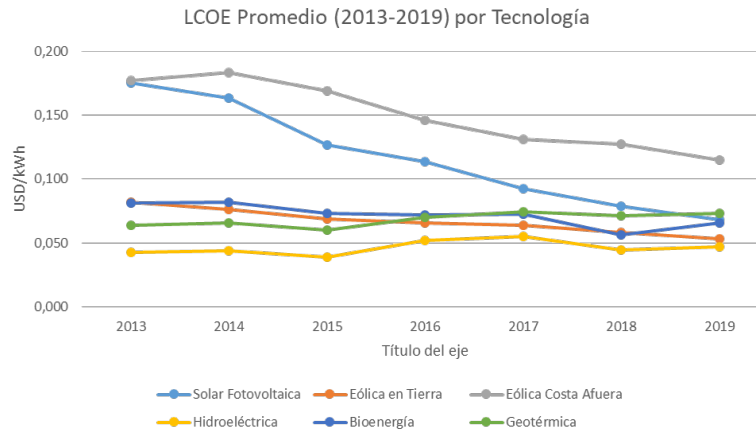


Figura 2.4: Costos LCOE promedio de energía PV por tecnología (Fuente: datos tomados de [16])

Desde un punto de vista técnico, las características de algunas tecnologías en energías renovables son igualmente favorables a los esquemas de participación ciudadana: las fotovoltaicas son particularmente atractivas por su modularidad, sencillez, alta confiabilidad, bajos requisitos de mantenimiento y cortos plazos de entrega. En consecuencia, estos atributos califican a la energía fotovoltaica para una variedad de campos de aplicación tales como parques solares, una parte de la combinación de energía del suministro de energía descentralizada para comunidades rurales o sistemas solares domésticos [17].

La relevancia de analizar la factibilidad de las CER mediante la ESF, es de gran importancia para el medioambiente disminuyendo los GEI, para la sociedad como fuente de incursión de las economías locales y ciudadanas a participar en proyectos energéticos con una inversión razonable. A los gobiernos locales, los ayuda a maximizar el uso de las edificaciones públicas al implementar ESF y para el gobierno nacional apoya el cumplimiento de los compromisos supranacionales adquiridos en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC).

En este punto surgen las preguntas ¿Colombia se encuentra preparada para abrir camino a las Cooperativas de Energías Renovables? ¿La legislación que existe actualmente beneficia a la creación de las CER? ¿Las CER en el país podrían proporcionar

la oportunidad a los ciudadanos de tener recursos propios renovables para la generación eléctrica? ¿Las CER se pueden implementar como un modelo de emprendimiento local? ¿Las CER son un medio para diversificar en el país la generación eléctrica?

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica, financiera y regulatoria para implementar una cooperativa de energías renovables en Colombia enfocada en el uso de energía solar fotovoltaica como modelo de negocio participativo ciudadano.

3.2. Objetivos Específicos

- Determinar las oportunidades regulatorias para la implementación de modelos cooperativos energéticos considerando oportunidades de autogeneración de energía eléctrica de acuerdo a la Resolución CREG 030 de 2018 y el proyecto de resolución CREG 002 de 2021.
- Realizar un modelo cooperativo, evaluando técnicamente características como autoproducción, autoconsumo, venta de electricidad a la red (prosumer).
- Diseñar un sistema fotovoltaico de acuerdo al modelo de cooperativas de energías renovables para su factibilidad en Colombia.
- Evaluar financieramente el modelo propuesto para valorar la viabilidad y rentabilidad de la cooperativa de energías renovables con sistemas fotovoltaicos en Colombia.

4. MARCO TEÓRICO

Por qué y cómo las personas se reúnen de forma asociativa o cooperativa para buscar un bien común, administrar y manejar los recursos para beneficiarse, sin agotar los mismos y hacerlo de forma sustentable? Dentro del estudio sobre como los individuos se organizan y gobiernan para obtener beneficios, Elinor [18] hace mención especial que con los Recursos de Uso Común (RUC) se pueden obtener mejores beneficios cuando se hace de manera grupal y no de forma individual. Por otra parte, también menciona que existen cinco factores para que las personas se asocien y puedan generar beneficios, estos son:

- El valor de la producción por unidad de tierra es bajo.
- La frecuencia o dependencia del uso o rendimiento es baja.
- La posibilidad de mejora o intensificación es baja.
- Se requiere de un gran territorio para uso efectivo.
- Se requieren grupos relativamente grandes para actividades de inversión de capital.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, se puede deducir que las CER tienen una gran oportunidad para su desarrollo, debido a que colectivamente al formar una cooperativa se pueden tener mejores beneficios y como se puede ver en los puntos 4 y 5, para conformar la cooperativa bajo un modelo fotovoltaico se requiere una extensión de terreno considerable y así mismo la inversión de capital es mucho menor si se unen de manera conjunta las personas, que hacerlo individualmente.

El estudio de los comunes realizado por Elinor [18], explica que estos sistemas han creado una normativa para el desarrollo de las actividades. El interés común hace que las normas se respeten y sean confiables para hacer tratos honestos. No obstante, estas reglas se han modificado a través del tiempo. Elinor [18] menciona que cuando las personas se enfrentan a reglas que satisfacen ciertos criterios, se puede establecer un compromiso por parte de todos. Pero este compromiso de seguir las reglas, se hará siempre y cuando: los individuos colocados en situaciones similares adopten el mismo compromiso y que los beneficios en el largo plazo, que habrán de obtenerse, sean mayores que los que obtienen otros individuos a largo plazo ejecutando estrategias a corto plazo.

De acuerdo con Elinor [18], los actores políticos fueron positivos para algunos sistemas colectivos como en el sur de California con los productores de agua subterránea. No obstante, no lo fueron para la comunidad en Mawelle. Aunque, Elinor [18] indica a los actores políticos como externos. Hace un análisis profundo en el que

los gobiernos tienen la responsabilidad de reestructurar las reglas para maximizar el bienestar social. También, especula sobre los ocho principios de diseño que caracterizan a las instituciones fuertes y de larga duración de RUC. Estos principios se enumeran a continuación:

- Límites claramente definidos
- Coherencia entre las reglas de apropiación y provisión con las condiciones locales.
- Arreglos de elección colectiva.
- Supervisión.
- Sanciones graduadas.
- Mecanismos para la resolución de conflictos.
- Reconocimiento mínimo de derechos de organización.
- Entidades anidadas.

El estudio de Elinor [18], es de vital importancia porque nos abre las puertas y nos fundamenta las bases para iniciar a evaluar las condiciones y los principios cooperativos, para el buen desarrollo de las CER que se propondrá en esta investigación, como parte de una descentralización, producción, autoconsumo y venta de electricidad de forma sustentable mediante la reunión de individuos con un mismo interés y dar un paso desde las comunidades hacia la transición energética.

Existen varios modelos de negocio como las cooperativas y el crowdfunding (micro-mecenazgo), dentro de los proyectos para invertir en ER. Para evaluar la disposición de los ciudadanos para participar e invertir en proyectos de energía renovable Crescenzo, Baratta y Simeoni [19], definieron un índice para evaluar el nivel de aportes ciudadanos. Este índice se define como la relación entre la inversión colectiva (la cantidad de dinero recaudado por los ciudadanos) y la inversión total (la cantidad de dinero necesaria para completar el proyecto). Se evaluaron proyectos exitosos, en el cual 49.2% de los proyectos fueron financiados en su totalidad por ciudadanos. Crescenzo, Baratta y Simeoni [19] concluyeron, que no es posible preferir un modelo sobre otro, ya que tanto las plataformas cooperativas como las de crowdfunding, aparecen como modelos de negocio igualmente adecuados para financiar proyectos de Fuentes de Energías Renovables (FER), explotando el potencial del compromiso colectivo y que el tamaño de la inversión no condiciona el nivel de participación ciudadana en el proceso de recaudación de fondos de las FER.

Por otra parte, KOLTUNOV [20] considera que las comunidades energéticas son la mejor forma de innovar en el sistema energético permitiéndole ser lo más barato, verde y humano posible. Puede dar nuevas perspectivas al desarrollo local en áreas

rurales e incluso urbanas. La energía distribuida localmente en pequeña escala necesita ciertas políticas que deben ser asistidas, así como una comprensión más profunda del fenómeno.

Crescenzo, Baratta y Simeoni [19] consideran que el modelo cooperativo es particularmente adecuado para la transición a las energías renovables, gracias a sus principios democráticos y su rol educativo e informativo en la comunidad. Sin embargo, este modelo adolece de una limitación importante relacionada con el acceso al capital.

Aslani y Mohaghar [21], comenta que desde el punto de vista de los inversores, los modelos de negocios y estructuras de energías renovables deben proporcionar indicadores cualitativos para evaluar el potencial de la industria y compañías para crear valor económico. Desde el punto de vista tecnológico Aslani y Mohaghar [21], menciona que las tecnologías de transmisión y distribución de energía renovable que puedan ser combinadas con los sistemas de gestión de carga y almacenamiento de energía proveen oportunidades para invertir.

En las cooperativas francesas, Sebi y Vernay [22] concluyen que la gran mayoría (76 %) de las CER desarrollan plantas de energía solar (fotovoltaica en los techos). Las CER que desarrollan plantas de energía eólica representan el 16 % de todas las CER y el 10 % restante se divide equitativamente entre proyectos de pequeña escala hidroeléctrica, de biogás y de biomasa. Sin embargo, en términos de capacidad instalada total, las plantas eólicas representan la mayoría (64 % de la capacidad instalada total de las CERs francesas), seguidas de la solar que representa el 22 %.

Sebi y Vernay [22] mencionan cuatro modelos de negocio dentro de las cooperativas que existen en Francia los cuales son:

- Los “Clústeres Fotovoltaicos Ciudadanos” corresponden a pequeños proyectos solares en techos iniciados por activistas locales, a menudo en colaboración con actores públicos locales como alcaldes. A través de este tipo de CER, se ha concluido que varios proyectos agrupados pueden generar una capacidad instalada de hasta 1 *MW*. Este tipo de comunidades generalmente son compuestas inicialmente por 40 ciudadanos accionistas, y las CER establecidas de este tipo pueden reunir hasta 500 participantes.
- El segundo tipo de CER, “Nunca demasiado grande para los ciudadanos”, corresponde mayoritariamente a parques eólicos, pero incluye también algunas plantas cogeneración a microescala o proyectos fotovoltaicos “grandes” que, a pesar de la gran inversión necesaria (hasta varios millones de euros para parques eólicos) han apostado por la igualdad en la gobernanza y hacen un fuerte énfasis en la toma de decisiones colectivas. Reúnen entre 200 a 800 ciudadanos y generan capacidades que oscilan entre 2 y 18 *MW*.
- El tercer tipo de CER corresponde a comunidades que tienen pequeñas capacidades de producción y enfatizan más la rentabilidad. La categoría incluye proyectos mini hidráulicos, pequeños proyectos de granjas solares iniciados por

actores públicos locales, proyectos de biogás (con capacidad inferior a 500 kW) iniciados por agroindustrias locales. Teniendo en cuenta, que no todos los accionistas están motivados por el impacto ético verde de los proyectos de energía renovable, el objetivo de estas CERs es seleccionar y desarrollar cuidadosamente proyectos que permitan distribuir dividendos a los accionistas. Estos proyectos anuncian retornos de inversión promedio de entre 4% y 6%.

- El cuarto tipo de CER corresponde a grandes proyectos, como parques eólicos y solares fotovoltaicos o calefacción urbana de astillas de madera. Son desarrollados e iniciados por empresas que diseñan, construyen, financian y operan proyectos bajo contratos de 15 o 20 años basados en ventas de energía. Otros proyectos de tipo 4 toman la forma de asociaciones público-privadas con participación mayoritaria del público (51% a 85% del capital).

Klagge y Meister [23] ultiman en su investigación que las CER en Alemania, se crearon para apoyar la transición energética debido a que, los grandes actores fueron reacios a este cambio. Las CER ayudaron a la descentralización y a involucrar nuevos actores en el sector energético, y no depender solo de los actores a gran escala. Su rápido crecimiento demostró que la descentralización ayudó a manejar los problemas energéticos de Alemania. El apoyo gubernamental con la Ley de Energías Renovables generó un punto de partida para el desarrollo de las CER. De acuerdo con Klagge y Meister [23] las CER en Alemania una vez operan con éxito están listas para afrontar nuevos retos como cambios institucionales o de subsidios.

Dentro de su investigación de las cooperativas en Turquía, Özgül, Koçar y Eryaşar [24], encontraron que las cooperativas se iniciaron por una iniciativa de incentivos generados por políticas del gobierno Turco. De igual manera, dentro de las encuestas se identificó que las cooperativas basan la generación de energía en la tecnología solar fotovoltaica, por factores como una menor inversión requerida en los proyectos comparados con otras alternativas renovables, fácil mantenimiento, corto plazo de desarrollo del proyecto, entre otras. De igual forma concluye, que las CER representan una síntesis del cambio tecnológico y social, y pueden desempeñar un papel importante en las transiciones hacia el desarrollo sostenible y los objetivos de inversión en Turquía. Sin embargo, dentro de su investigación se analiza que las políticas gubernamentales deben generar incentivos para el desarrollo, sostenibilidad y crecimiento de las CER, debido a que la incertidumbre económica ha hecho que las CER no inviertan en proyectos de otras tecnologías o muchas veces en crecimiento de más proyectos en fotovoltaica, que las ha llevado a su estancamiento.

Perez y Garcia-Rendon [25] concluyeron dentro de su investigación sobre la entrada de ERNC a Colombia en el mercado eléctrico mayorista, que los precios se verían afectados a la baja por la entrada de tecnologías renovables como la eólica y la solar, pero solo en el corto plazo, en el largo plazo los costos se igualarían en el tiempo. Sin embargo, concluyen que el modelo cuenta con limitaciones y abre la puerta a investigar sobre el efecto que tendrían las ERNC en Colombia en el mercado minorista.

Por otra parte, Arias-Gaviria, Carvajal-Quintero y Arango-Aramburo [26] realizaron un modelo dinámico para evaluar el efecto de diferentes incentivos indirectos y directos (ausentes en la Ley 1715/2014), para la difusión de las ER en Colombia. En su investigación resalta que los incentivos indirectos como las exenciones tributarias de la Ley 1715/2014, no son suficientes para generar una diversificación de las ER. Dentro de la simulación dedujeron que el aumento de las tecnologías con el incentivo Reducción de Impuestos solo se incrementa en 2% la capacidad total de ER para el 2030. Mientras que con incentivos directos (no existentes en Colombia) como el FIT (Feed-In-Tariff) aumenta la capacidad en 5%. Con los escenarios de Certificados Verdes aumentan en 11%, sin embargo, se observa que los costos se transferirían al usuario final en un 14%; y por último, la simulación combinada aumenta la capacidad total en 14%. Por tanto, Arias-Gaviria, Carvajal-Quintero y Arango-Aramburo [26] concluyen que el país necesita incentivos más efectivos que los formulados actualmente. No obstante, se debe tener en cuenta que su estudio no incluye las nuevas resoluciones para autogeneración incluidas recientemente por el gobierno nacional.

Las barreras sociales en Colombia hacia las FER, radican en el desconocimiento de la tecnología. Los principios de las FER no son comprendidos por la comunidad. De esta forma, es necesario impulsar programas de transmisión de información, formación y conocimiento sobre estas tecnologías [27]. Por consiguiente, la educación y difusión prestadas por las CER ayudarán a una aceptación mayor de las comunidades hacia las tecnologías de ER.

Mignon y Rüdinger [28] investigaron los factores sistémicos que afectan a los proyectos de ER y a las cooperativas, dentro de los cuales están: la estructura del mercado, infraestructura de red, infraestructura financiera, instituciones blandas y duras, conocimiento e interacciones. Encontraron que la falta de infraestructura financiera, de conocimiento y el contexto institucional dificulta su implementación. Adicionalmente, hallaron que en los países investigados, las CER carecen de un estatus para obtener capital, de redes y de un marco legal. También, existe una influencia política de las empresas de servicios públicos para frenar las iniciativas que incentiven y apoyen a los nuevos participantes de proyectos de ER. Por otro lado, en países como Francia las cooperativas han encontrado forma de financiarse desarrollando clubes de inversión local; por su parte en Alemania se ha generado una red de cooperativas de forma organizada que les ha permitido tener fuerza para impulsar los proyectos.

Las investigaciones realizadas acerca del potencial de las personas dispuestas a invertir en proyectos cooperativos de energías renovables, Broughel y Hampl [29], encontraron que en Suiza y Austria las personas están dispuestas a invertir en un 60,4% y 49,5% respectivamente y la preferencia por tecnología es la energía solar fotovoltaica. También, encontraron que las CER tienen un gran potencial de mercado, que requieren de ayudas para su crecimiento, como facilidad en los permisos de los proyectos, reducir cargos a la red, priorizar las FIT (Feed in Tariff). Así mismo, esta investigación arrojó que una de las barreras que enfrentan las CER es la inversión inicial y que el riesgo que se tiene frente al proyecto, se puede reducir disminuyendo

el tiempo de compromiso de la inversión por parte de los inversionistas.

Los subsidios como el FIT en países no desarrollados, para las instalaciones fotovoltaicas residenciales en los techos, son importantes para aumentar el auge de este tipo de iniciativas. Nguyen y col. [30] concluyeron que en Vietnam, la política FIT aumentó el número de usuarios en 32 veces y también contribuyó el hecho que se permitiera vender energía a la red en Hanoi. No obstante, mencionan que la energía en Vietnam es subsidiada y por esta razón, algunos estratos más altos no se encuentran interesados en instalar generadores solares. Pero que las políticas de las FIT, son una regulación crucial para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica.

Estados Unidos fue uno de los primeros países en promover el uso de la energía solar. Posteriormente, Japón en 1994 subsidió un tercio del costo de la instalación fotovoltaica residencial con una capacidad menor a 4 kW. La FIT es la política más usada para promover las fuentes de ER y la más efectiva. Entre 1990 y 2011 fue aplicada en la mayoría de la Unión Europea. Alemania promovió que las empresas públicas de energía pagaran a los prosumers 90 % de la tarifa minorista. Actualmente, estos países que optaron por este beneficio, han bajado sus tasas de apoyo de la FIT. Sin embargo, otros como Hong Kong están iniciando en esta etapa de promover las fuentes de ER con la FIT, remunerando a los inversores con un precio preferencial del kWh. La estructura de la FIT se basa en dos formas: la primera es que garantiza vender a la red eléctrica a una tarifa fija por un tiempo específico; y la segunda es que los generadores fotovoltaicos vendan a una tarifa premium por encima del precio de mayorista la energía producida. Las tarifas de la FIT pueden variar de país en país [31].

Zhang y Lee [31] evalúan el modelo actual de Hong Kong y plantea dos modelos. En cuanto al modelo actual para instalaciones residenciales, resalta que el FIT aplicado en Hong Kong es alto para los primeros años, pero que se debe apalancar a partir de 2028 para que los proyectos residenciales sean rentables debido a su participación tardía. De igual forma, Zhang y Lee [31] mencionan que si en el modelo se plantea que el autoconsumo, se considere como ahorro de la factura, de acuerdo a la estructura actual del FIT, para el uso residencial es más rentable inyectar la energía. El caso contrario ocurre con los proyectos a gran escala.

En Holanda las CER han tenido un crecimiento muy rápido. Boon y Dieperink [32] investigaron sobre los factores que afectan el surgimiento de las CER. Encontrando que, dentro del macro contexto los precios fluctuantes de la energía y un alto nivel de conciencia ambiental, impulsan la aparición de las CER. Otros factores, que impulsan el surgimiento de las CER son, independizarse de las corporaciones de energía convencional y de los exportadores de energía. Por otro lado, consideran que las políticas inconsistentes del gobierno, la falta de apoyo y ni los trámites burocráticos, han sido un impedimento para la creación de las CER. Adicionalmente, los factores de apoyo y aceptación local de las CER, como la copropiedad de los locales, la participación de los lugareños, la distribución justa y equitativa de los beneficios y la cohesión social determinaban positivamente el apoyo. Y por último, el factor tecnológico o la tecnología que se va a usar es fuertemente influenciada por

la inversión inicial y el periodo de recuperación de la misma.

Boon y Dieperink [32] plantearon un modelo como se muestra en la tabla 4.1 con variables que afectan al proceso de fundación de una CER. Usaron el proceso de fundación como variable dependiente y las otras variables que afectan este proceso las reunieron en 6 categorías:

- El proceso de fundación: comprende cuatro fases, la aparición de la ocasión, percepción local de una CER, el apoyo y aceptación local y la valoración de la tecnología aplicada.
- El macro-desarrollo: en este aspecto los precios fluctuantes de la energía, las barreras de entrada emergentes y la conciencia ambiental sobre el impacto del cambio ambiental antropogénico, ejercen una profunda influencia de la fundación de una CER.
- Las características tecnológicas: aunque las tecnologías de ER se perciben fiables en el suministro de energía, por ser innovadoras, pueden parecer inmaduras, riesgosas o poco fiables.
- Características económicas: existe un ahorro en las facturas de energía, y aumentaría si las ganancias regresan a la comunidad. Existen beneficios indirectos como la mejora de capital social, y la cohesión dentro de la comunidad. Por otra parte, existen las limitaciones que existen por las inversiones iniciales que son elevadas. Los grandes proyectos de ER tienden a impactar a comunidades locales, esto genera una oposición hacia las cooperativas.
- Intervenciones de los gobiernos: existen barreras institucionales con largos procedimientos burocráticos y falta de una política coherente; esto puede generar que los fundadores se sientan reacios a emprender el proyecto.
- El mercado y la sociedad: la presencia de actores de posición resulta un inconveniente para la fundación de las CER. Sin embargo, poder compartir información con los locales puede cambiar esta percepción y recibir apoyo por más personas.

En su investigación Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga [33] de las CER en España, resaltan que la regulación de cada país condiciona la posibilidad de que puedan ser distribuidoras de energía y así mismo esta actividad se facilita si la red es pública y explotada por concesiones por privados. Por otra parte, reseñan que las CER en España iniciaron debido a que un grupo de ciudadanos en la parte rural, se reunieron para generar su propia energía, puesto que, el gobierno estaba centrado en conectar las grandes ciudades.

REScoop es la federación de Cooperativas de Energías Renovables en la Unión Europea, es una iniciativa para apoyar y desarrollar las CER y es de las organizaciones más importantes de CER en Europa, apoyada por el Programa Europeo de

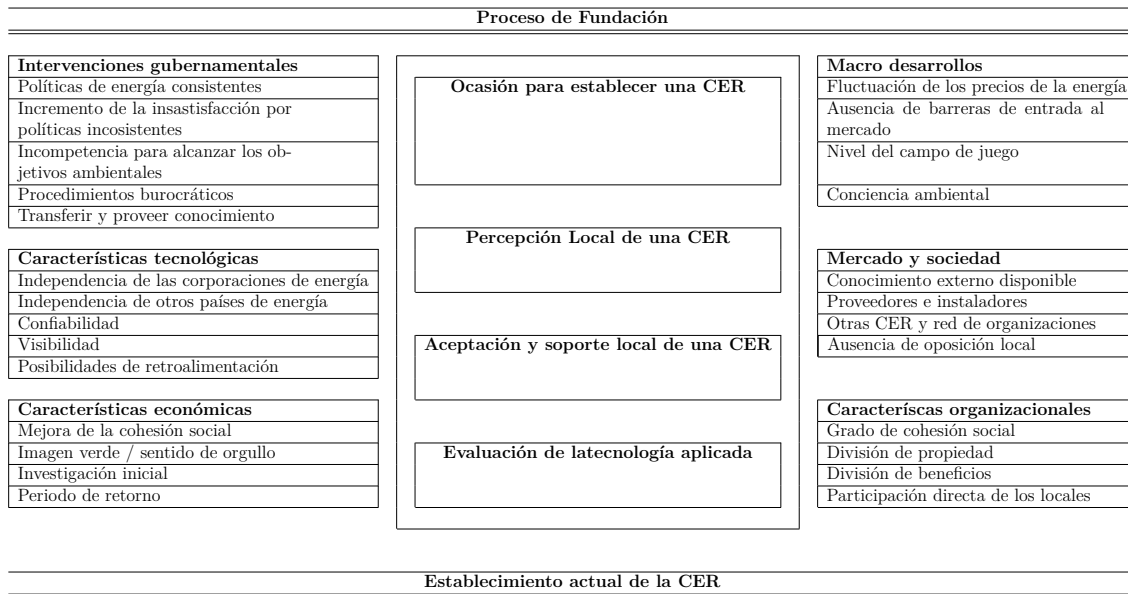


Tabla 4.1: Modelo de proceso de fundación de las CER. Fuente: [32]

Energía Inteligente. REScoop ofrece servicios de coaching, de desarrollo organizacional, de abogacía, una caja de herramientas en donde brindan orientación y ejemplos de proyectos exitosos y buenas prácticas. Adicionalmente servicios de financiación. Estos servicios y ayudas no solo incluyen proyectos de ER, sino que también ayuda para mejora de eficiencia energética entre otras actividades de capacitación [34].

Las CERs presentan diferentes barreras y dificultades como: acceder al capital, recoger los fondos necesarios, tener acceso a experiencia de otras CER establecidas, los sistemas centralizados de los países en la generación de energía, entre otros. Mediante los modelos de negocios se plantea identificar y difundir diferentes opciones para crear y desarrollar las CER. REScoop propone seis modelos de negocios que se pueden generar para el involucramiento de los ciudadanos y actores interesados en las CER; dentro de los cuales se tienen los siguientes modelos, los cuales se explican en la tabla 4.2:

- MN1: Grupo local de ciudadanos.
- MN2: Cooperativa regional-nacional.
- MN3: Cooperativa completamente integrada.
- MN4: Red de cooperativas.
- MN5: Modelo de gobernanza multi-actor.
- MN6: Organización no centrada en la energía.

Modelos de Negocio de las Cooperativas de Energía Renovable	
Modelo	Características
MN1	<ul style="list-style-type: none"> - Actores locales - Identifican una necesidad y la satisfacen. - Tamaño reducido - Pequeños proyectos solares o molinos de agua. - Voluntariado - no tienen empleados. - Capital limitado, financiación viene de capital propio o préstamos.
MN2	<ul style="list-style-type: none"> - Grupo de ciudadanos o iniciativa externa. - Satisfacer necesidad específica o aprovechar oportunidades. - El objetivo es estar activo en diversas fuentes de energía. - Diferentes proyectos a nivel regional o nacional. - Voluntariado - empleados. - Financiación diversificada.
MN3	<ul style="list-style-type: none"> - Modelo integrado: Producción, suministro y distribución. - El objetivo es funcionar de forma independiente. - Voluntariado y empleados. - Trayectoria organizacional larga.
MN4	<ul style="list-style-type: none"> - Es una red o grupo de cooperativas. - Un desarrollador pone capital de riesgo y desarrolla una cooperativa local con el mismo modelo de negocio. - La estrategia de ampliación se basa en replicar un modelo organizativo exitoso en varias localidades.
MN5	<ul style="list-style-type: none"> - Gobernanza de múltiples partes interesadas. - Reúne a consumidores, productores, trabajadores, comunidades, socios a través de una estructura de gobernanza compleja. - Se puede organizar localmente o a nivel de un territorio con estructura piramidal.
MN6	<ul style="list-style-type: none"> - Diferentes tipos de proyectos iniciados por un actor local cuyo objetivo no es la producción o el suministro. - Son instituciones que como complemento a su actividad, paralelamente desarrollan una actividad de ER, como instituciones educativas u organizaciones sin ánimo de lucro. - La financiación se realiza con recursos propios, mediante contribución ciudadana u otras partes interesadas. - El proyecto puede servir para ahorro de energía o la concientización para transición energética.

Tabla 4.2: Modelos de Negocio de las Cooperativas de Energía Renovable. Fuente: [34]

En América Latina las cooperativas están iniciando su crecimiento en especial en Chile, Costa Rica, Brasil y México. Un actor muy importante en este proceso es la Confederación Alemana de Cooperativas “DGRV” que es una organización auditora del sector cooperativo en Alemania. Y adicionalmente, se dedica a la cooperación internacional para el desarrollo. La DGRV brinda consultorías y ayuda a desarrollar sistemas y estructuras con el objetivo de un desarrollo sostenible del sector cooperativo [35].

La DGRV en Chile, México, y Brasil ha desarrollado una serie de guías para las CER en estos países, en conjunto con diferentes instituciones para ayudar a aumentar el uso de la ER y acelerar la transición energética. La Guía identifica los posibles modelos a partir de las regulaciones vigentes del sector energético y el marco legal de las sociedades cooperativas, en el mercado fotovoltaico de pequeña y mediana escala para cada uno de los países, con el objetivo de que estos modelos sean sustentables [35].

Por otra parte, la tecnología solar fotovoltaica en el año 2021 tuvo un incremento de generación en 22 % [36]. Es importante resaltar que el sector residencial fue responsable del 28 % de este crecimiento, el 52 % fue de grandes plantas generadoras y 19 % del sector industrial. Según el reporte de la IEA [36], el silicio cristalino es la tecnología que abarca mayormente el mercado y nuevas tecnologías como la PERC (más eficientes) han aumentado su participación.

Es importante conocer que la eficiencia de los paneles, es la medida de la cantidad de irradiación sobre el panel que se convierte en energía. En los últimos años, la capacidad de conversión de los paneles ha aumentado de 15 % a 22 % [37]. Esta eficiencia se determina por dos factores, la eficiencia de la celda fotovoltaica y la eficiencia total del panel [37]. La eficiencia de la celda depende de su estructura y del sustrato que la conforma, el cual generalmente es Silicio. La eficiencia de la celda es mayor que la eficiencia del panel, debido a que hay espacios entre las celdas en el panel [37].

La eficiencia del panel se mide en condiciones de prueba estándar (STC Standar Test Conditions), a una temperatura de 25°C, irradiación solar de 1000 W/m^2 y masa de aire de 1,5. La eficiencia del panel se calcula dividiendo la potencia máxima ($P_{(max)}$) por el área del panel multiplicado por la irradiancia a STC, como se observa en la siguiente ecuación [37]:

$$Eficiencia(\%) = \frac{P_{(max)}}{Area * 1000W/m^2} \quad (4.1)$$

Existen diferentes tipos de celdas y diferentes diseños de paneles. Dentro de los cuales podemos encontrar algunos tipos como celdas de silicio, diseleniuro de cobre, indio y galio (CIGS), el telurio de cadmio (CdTe), las perovskitas (en desarrollo). Es importante tener presente, que aunque se pueden lograr eficiencias mayores, se tiene que evaluar la relación beneficio costo del panel solar. En la siguiente tabla se pueden observar las eficiencias de varias celdas y paneles según la tecnología usada [4.3](#):

Tecnología		Eficiencia de la celda	Eficiencia del panel
Cristalina	Monocristalina (Si)	27.6 %	24.4 %
	Policristalino (Si)	23.3 %	20.4 %
	Unión múltiple Galio Arsénico	47.1 %	38.9 %
Película delgada	Telurio de Cadmio	22.1 %	19.5 %
	CIGS	23.4 %	19.2 %
En desarrollo	Perovskitas	25.7 %	17.9 %

Tabla 4.3: Eficiencia de las celdas y paneles fotovoltaicos. Fuente: [\[38\]](#)

5. OPORTUNIDADES REGULATORIAS EN COLOMBIA

Colombia ha avanzado en los últimos años en cuanto a capacidad instalada y legislaciones para las FNCER. Actualmente el marco regulatorio comprende entre otros, las siguientes normas:

- Ley 142 de 1994, esta ley es previa a las leyes que el gobierno expidió para fortalecer las FNCER, y establece el régimen de los servicios públicos. Dentro de la ley se define el término de productor marginal, como una persona natural o jurídica que puede producir servicios públicos mediante recursos propios, entre ellos la generación de energía eléctrica. No obstante, la ley indica que independientemente que el servicio sea para autoabastecimiento, venta en usos rurales, comerciales e industriales, se debe realizar el aporte al fondo de solidaridad y redistribución del ingreso.
- Ley 1715 de 2014, da inicio a la regulación del uso de ER en Colombia. Se promueve el desarrollo de FNCER, se dan las pautas para su integración al mercado eléctrico. Autoriza la entrega de excedentes de energía por parte de autogeneradores. También, le otorga a la CREG facultades para establecer los procedimientos de conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración y generación distribuida.
- Resolución UPME 281 de 2015, define a un autogenerador de pequeña escala, como aquel que su capacidad instalada es menor a 1 *MW*.
- El Decreto 348 de 2017, al igual que la Ley 1715 de 2014, reconocen que los excedentes de energía se harán mediante un esquema de medición bidireccional.
- Resolución UPME 045 de 2016, establece los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), con miras a obtener el beneficio de exclusión del IVA y aranceles de la Ley 1715 de 2014.
- Decreto 2143 de 2015, describe los lineamientos para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715.
- Resolución 038 de 2018, regula la autogeneración a pequeña escala y disposiciones de la generación distribuida en las Zonas No Interconectadas (ZNI).
- Resolución MADS 1283 de 2016, establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación ANLA de proyectos de fuentes no convencionales

de energías renovables (FNCER) y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de la Ley 1715.

- Resolución CREG 174 de 2021, en ésta Resolución la CREG proporciona los procedimientos y oportunidades que tienen, tanto los autogeneradores a pequeña escala y a gran escala, para poder autogenerar y vender los excedentes a la RED.

A continuación, se explica con mayor detalle las resoluciones referentes a la implementación de las Cooperativas de Energías Renovables en Colombia

5.1. Resolución CREG 030 de 2018

La Comisión de Regulación de Energías y Gas (CREG), con la Resolución 030 de 2018 estipula las condiciones, para la autogeneración a pequeña escala y generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN) [39].

La Resolución aplica para Autogeneradores a Pequeña Escala ($< 1 MW$). También, aplica para autogeneradores a gran escala mayor a $1 MW$ y menor o igual a $5 MW$ [39].

La resolución describe cómo se debe realizar la conexión y remuneración de los autogeneradores. Así, como los requisitos técnicos que el Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) debe tener para hacer la conexión al OR y la disponibilidad que tienen dependiendo al nivel de tensión al que se conectan y la potencia instalada del AGPE [39].

Por medio de la página en internet los OR deben tener el formulario de solicitud de conexión. De igual forma, establece los procedimientos para conexión al Sistema de Transmisión Regional (STR) o al Sistema de Distribución Local (SDL), por parte de los AGPE.

En la resolución el artículo 16, se encuentran las alternativas para la entrega de excedentes de energía por parte de los AGPE que usen FNCER. Y tiene que ver con el tipo de comercializador y está definido de la siguiente forma:

- Si el excedente de energía va a un comercializador que atiende al mercado regulado; el precio es el precio definido por el precio horario de la bolsa de energía.
- Si el excedente va a un comercializador que atiende al mercado no regulado; el precio de venta es pactado libremente.
- Si el excedente va a un comercializador que se encuentra integrado al OR; el precio es el precio que se liquida en la bolsa de energía.

El artículo 17 especifica la forma de pago de los excedentes para un AGPE con una capacidad instalada menor o igual a $0,1 MW$ y para un AGPE con una capacidad instalada mayor a $0,1 MW$.

5.2. Resolución CREG 174 de 2021

Mediante la Resolución 002 de 2021, la CREG sacó a consulta para todos los interesados un documento, el cual, ampliaría la información acerca de la autogeneración a pequeña escala y la conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) [39]. El contenido del documento se publicó a consulta el día 07 de enero de 2021, para que el público y todos los interesados dieran sus comentarios. Los comentarios fueron recibidos hasta el 11 de febrero de 2021.

Una vez recibidos los comentarios del documento. Se realizaron los ajustes y se publicaron en la Resolución CREG 174 de 2021.

El objetivo de la Resolución CREG 174 de 2021, es fijar los lineamientos para que los pequeños autogeneradores se puedan conectar al SIN. Así, como el procedimiento para que los autogeneradores a mayor escala se puedan conectar al sistema. Es importante tener en cuenta, que la presente Resolución deroga la Resolución 030 de 2018.

El documento publicado aplica para los autogeneradores a pequeña escala ($< 1 MW$), los generadores distribuidos conectados al SIN, los comercializadores y los Operadores de Red (OR). También, aplica a autogeneradores a gran escala mayor a $1 MW$ y menor o igual a $5 MW$. No aplica para sistemas de suministro de energía de emergencia, existentes o nuevos [39].

Debido a las dificultades que se tenían en la Regulación CREG 030 de 2018, se establecieron unas definiciones en esta Ley para aclarar y diferenciar algunos conceptos. Como por ejemplo, la diferencia entre AGPE y GD. A continuación, se mencionan las más importantes para la investigación[39]:

Autogeneración: es cuando un usuario (persona natural o jurídica), produce su propia energía para atender sus propias necesidades. El usuario puede entregar los excedentes a la red.

Autogenerador: es una persona natural o jurídica que realiza autogeneración. Puede ser propietario o no de los activos para realizar la actividad de la autogeneración.

Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE): está definido en la Resolución UPME 281 de 2015, como un autogenerador con una capacidad de generación menor a $1 MW$.

Capacidad Instalada o nominal: es la capacidad continua a plena carga del sistema de generación del autogenerador o el generador que se conecta al SIN. Si la conexión se hace con inversores, la capacidad es la suma de las capacidades nominales de los inversores en el lado de corriente alterna. Para un inversor es el valor nominal de salida de potencia activa indicado por el fabricante.

CND: Centro Nacional de Despacho.

CNO: Consejo Nacional de Operación.

Crédito de energía: es la cantidad de energía entregada a la red por un AGPE con FNCER, que se permuta contra el consumo de energía que tenga durante un

período de facturación.

Excedentes de energía: es toda entrega de energía eléctrica a la red realizada por un autogenerador, en kWh.

Generación distribuida: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1 MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).

Generador distribuido (GD): es una Empresa de Servicios Públicos (ESP) que realiza la actividad de generación distribuida. Se encuentra sujeta a la regulación vigente para esta actividad.

Importación de energía: es la energía eléctrica consumida desde las redes del SIN por un autogenerador, en kWh.

Operador de Red (OR): es una Empresa de Servicios Públicos, la cual es la encargada de toda la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión Regional (STR) o de un sistema de Transmisión Local (SDL).

5.2.1. Integración a la red para un AGPE

Cualquier usuario se puede convertir en AGPE, para ello se debe tener en cuenta, las directrices descritas en la Resolución CREG 174 de 2021. Dentro de las más importantes se encuentran:

5.2.1.1. Disponibilidad de la red

El AGPE antes de realizar la solicitud ante el OR debe verificar, que la red tenga disponibilidad. Para un SDL con un nivel de tensión 1, se requiere verificar las siguientes condiciones:

- a) La potencia máxima de todos los AGPE conectados al circuito debe ser $\leq 50\%$ de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión.
- b) Para sistemas fotovoltaicos sin capacidad de almacenamiento, la resolución indica que la cantidad total de energía en una hora que pueden entregar todos los GD y AGPE al mismo circuito o transformador en nivel de tensión 1, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 a.m. y 6 p.m..

El OR debe tener en su página de internet toda la información relacionada con los puntos de conexión y su ubicación. Así como todos los formatos y normas para que el AGPE pueda acceder a los procedimientos de conexión. El voltaje y la capacidad nominal del transformador o subestación. También, indicará la relación entre

la potencia máxima conectada de GD y AGPE vs la capacidad nominal del punto expresada en kW . Y la cantidad mínima de energía horaria expresada en kWh . Y se representan mediante colores:

- Verde 30 %
- Amarillo entre 30 % y 40 %
- Naranja entre 40 % y 50 %
- Rojo superior a 50 %

En la página del OR, el autogenerador puede realizar todo el trámite en línea para la conexión mediante la ventanilla única. Allí puede encontrar, el botón de trámite de conexión y estado del trámite, el formato de conexión simplificado, el contrato de conexión proforma, el valor del costo de conexión, entre otros.

5.2.1.2. Procedimiento de conexión

Para la conexión se debe realizar un estudio y diligenciar el formato de conexión simplificado. El cual solo aplica para los autogeneradores con entrega de excedentes y una capacidad instalada $\geq 100 kW$. Para la entrada en operación se realiza una inspección por parte del OR y va de acuerdo con la capacidad instalada, de la siguiente forma:

- Autogeneradores con capacidad instalada menor a 10 KW : se hace una inspección visual o de verificación de los parámetros declarados, inspección visual o de verificación de la configuración del sistema de inversores (si los tiene), y una inspección visual o de verificación del esquema de protecciones.
- Autogeneradores con capacidad instalada mayor a 10 KW y menor a 100 KW : Se realiza la misma inspección anterior a diferencia de las protecciones, la cual, se hacen con referencia al Acuerdo CNO.
- Autogeneradores con capacidad instalada mayor a 100 KW : las inspecciones se hacen con referencia al Acuerdo CNO.

Para explicar de forma general el procedimiento que debe hacer un autogenerador, ante el OR para poder realizar la conexión, se generó el siguiente diagrama de flujo simplificado del procedimiento [5.1](#):

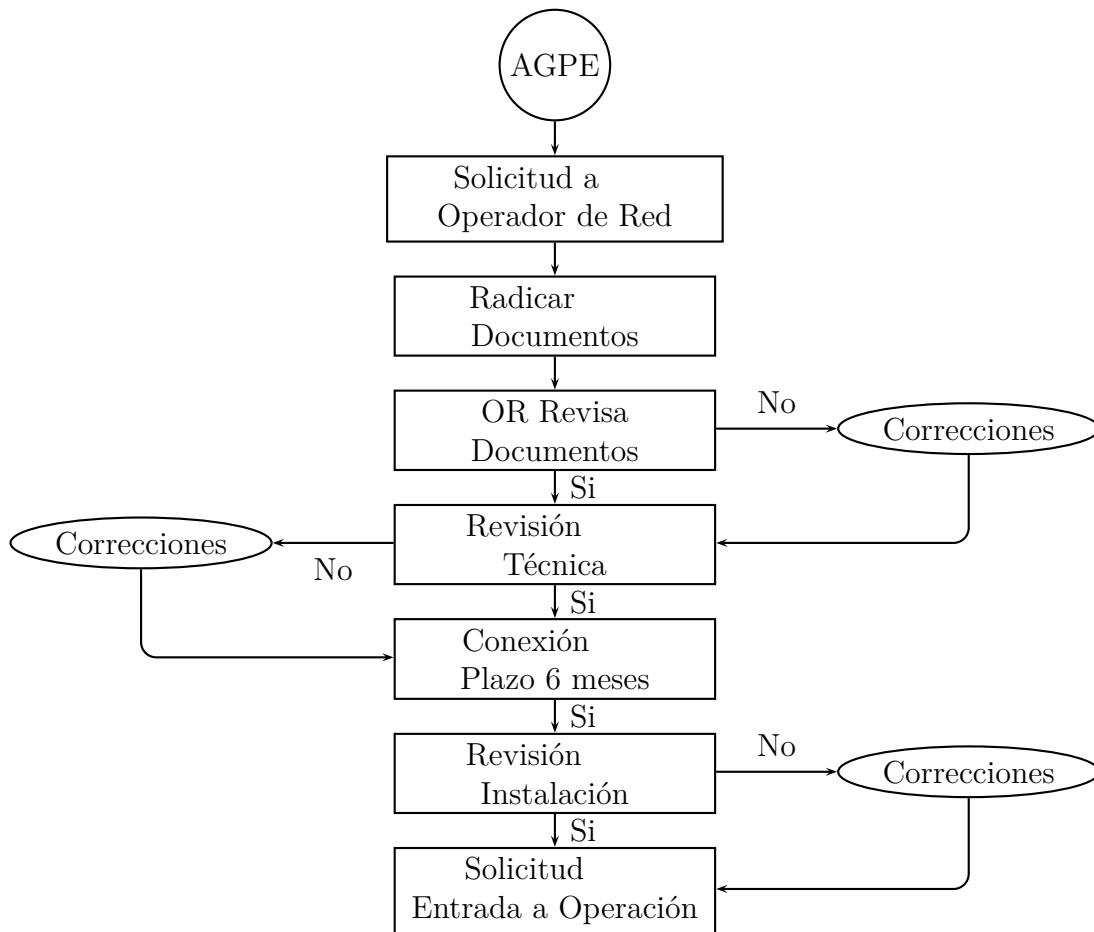


Figura 5.1: Flujograma proceso general para conexión de un AGPE al OR (Fuente: [39])

A continuación, se resumen los procedimientos de conexión al SDL que se tienen en la Resolución CREG 174 de 2021, de acuerdo, con la capacidad instalada y si realiza entrega de excedentes o no [39]:

a) Autogenerador con capacidad instalada o nominal $\leq 100 \text{ kW}$ con entrega de excedentes de energía a la red:

- Realizar solicitud al OR.
- Se deben radicar los documentos en el sistema de trámite en línea, en dónde se cargan los siguientes documentos: Formulario de Conexión Simplificado. Certificaciones de la empresa instaladora con experiencia no menor a 1 año. Manual del inversor o dispositivo que controle la no inyección. Si se entrega energía y no se tiene un control de inyección en un

punto fijo no se requiere el documento. Se adjunta también, el archivo de consulta de la disponibilidad de red en el punto de conexión del OR. Y por último, el certificado de cumplimiento de las normas técnicas emitido por un organismo acreditado.

- La información se revisa en dos días hábiles, solo se revisan que los documentos estén completos y no se hacen revisiones técnicas. Si no cumple, el OR solo puede pedir por una vez la corrección, el solicitante tiene 5 días para corregir. Posteriormente, el OR en dos días hábiles da la respuesta y la sube en el sistema en línea. Si no se reciben las correcciones, el OR lo entiende como un desistimiento por parte del AGPE.
- El paso siguiente es la revisión técnica por parte del OR. La cual consiste en revisar: en caso de que la conexión a la red sea con inversores, el cumplimiento de las normas de inversores, Verificación de los certificados de experiencia (debe acreditar un año de experiencia). Se verifica que no sobrepase el nivel de potencia declarado. Para estos apartados se tendrán en cuenta, para los que aplique, el reglamento RETIE. Por último, debe cumplir con los requisitos de protección definidos en el Acuerdo CNO.
- El tiempo de revisión técnica por parte del OR es de cinco días. Si no se cumple con los requisitos anteriores, el solicitante tiene opción de realizar las correcciones en un plazo de cinco días hábiles. Y el OR los revisará nuevamente en cinco días hábiles. El OR solo puede pedir una revisión total de los puntos a aclarar y no puede solicitar revisiones adicionales.
- Tan pronto el solicitante esté aprobado, tiene un plazo de seis meses para hacer la conexión y solicitar la entrada en operación mediante el sistema en línea al OR. De igual forma, puede pedir un plazo de tres meses, después de cumplidos los seis meses adicionales para la conexión, sin costo adicional.

Si se cuenta con el procedimiento para realizar el estudio de conexión simplificado, el AGPE tendrá un plazo de cinco meses para entregarlo al OR.

b) Autogenerador con capacidad instalada o nominal $> 100 \text{ kW}$ con entrega de excedentes de energía a la red:

Para los AGPE con esta capacidad, el procedimiento para la solicitud de conexión, es similar a la descrita en el ítem anterior. La gran diferencia radica en los tiempos de revisión por parte del OR, los cuales pasan de dos días hábiles a cinco días hábiles. Y por último, cambian dos formatos, los cuales se explican a continuación:

- Se debe realizar el Estudio de Conexión Simplificado.
- No se requiere el archivo de la consulta de la disponibilidad de red.

c) Autogenerador con capacidad instalada o nominal ≤ 1 MW sin entrega de excedentes de energía a la red:

Para los APGE con esta capacidad y que no entregan energía a la red, el procedimiento para la solicitud de conexión es similar a la descrita en el ítem a). Se manejan los mismos tiempos de revisión por parte del OR de dos días hábiles. Y las correcciones por parte del solicitante son de 5 días hábiles. Las diferencias son las siguientes:

- No se debe realizar el Estudio de Conexión Simplificado.
- No se requiere el archivo de la consulta de la disponibilidad de red.

Para este caso en especial, solo se verifica la condición que controla la no inyección a red.

5.2.2. Alternativas de entrega de los excedentes de AGPE

La Resolución CREG 174 de 2021, establece varias alternativas para vender o entregar sus excedentes para los Autogeneradores a Pequeña Escala, para nuestro caso, tomaremos la opción en donde los usuarios usan FNCER.

- Si es para generadores o comercializadores que destinen la energía a usuarios no regulados, el precio de venta es pactado libremente.
- Si es para un comercializador que atiende a usuario que esté o no integrado con el OR: el comercializador está obligado a recibir los excedentes, el precio se define según el Artículo 21 de la resolución (la cual se explicará en este documento), la energía será destinada para los usuarios regulados.

En los casos de periodos críticos, el precio de bolsa de energía aplicable es el precio de escasez ponderado de ese día según la Resolución CREG 071 de 2006 [39].

5.2.3. Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER

Se realizará al cierre de cada periodo de facturación, una parte o fracción de los excedentes se reconocerán como créditos de energía al AGPE que utiliza FNCER, y el valor restante se valorará al Precio de Bolsa horario. El reconocimiento de los excedentes se discrimina según la capacidad instalada del AGPE, como se muestra en la tabla a continuación 5.1:

Reconocimiento de Excedentes para AGPE que usan FNCER	
Capacidad instalada $\leq 0,1$ MW	Capacidad instalada $\geq 0,1$ MW
a. Los excedentes menores al consumo se permutan por el mismo consumo de energía eléctrica que tenga en el periodo de facturación. Para estos excedentes, el comercializador cobra al AGPE el costo de comercialización por cada kWh correspondiente al $Cv_{m,i,j}$ (Margen de comercialización) de la resolución 119 de 2007.	a. Los excedentes menores al consumo se permuta por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación. Para estos excedentes el comercializador cobrará al AGPE el costo de comercialización por cada kWh correspondiente al $Cv_{m,i,j}$ y el servicio del sistema, como la suma de las variables $T_m, D_{n,m}, PR_{n,m,i,j}$ y $R_{m,i}$ de la resolución 119 de 2007. Para usuarios no regulados se pactan por las partes.
b. Los excedentes que sobrepasen el consumo de energía eléctrica, se liquidan al precio horario de bolsa de energía correspondiente.	b. Los excedentes que sobrepasen el consumo de energía eléctrica, se liquidan al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

Tabla 5.1: Reconocimiento de Excedentes para AGPE que usan FNCER. Fuente: [39]

En los casos de periodos críticos, el precio de bolsa de energía aplicable es el precio de escasez ponderado de ese día según la Resolución CREG 071 de 2006 [39].

La Resolución 174 igualmente define que, el comercializador que recibe la energía del AGPE debe realizar la liquidación y facturación, con información detallada de consumos, exportaciones, cobros, entre otros. Para esto, el comercializador calculará los excedentes como sigue a continuación, para los AGPE que usan FNCER, dependiendo a la capacidad del AGPE como se muestra en las ecuaciones 5.1, 5.2 y 5.3 [39]:

- a) AGPE con capacidad instalada $\leq 0,1MW$ y que aplica crédito de energía.

$$\begin{aligned}
VE_{i,j,n,u} &= (Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}] \\
&+ \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * PBolsa_{h,m}
\end{aligned} \tag{5.1}$$

b) AGPE con capacidad instalada $\geq 0,1MW$ y que aplica crédito de energía.

$$\begin{aligned}
VE_{i,j,n,m,u} &= (Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}] \\
&\quad - [Exc1_{i,j,m,u} * (T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i})] \\
&\quad + \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * PBolsa_{h,m}
\end{aligned} \tag{5.2}$$

c) AGPE que el precio es pactado y que no aplica crédito de energía.

$$VE_{i,j,n,m,u} = \sum_{h \in m} ExcT_{hi,j,m,u} * PP \tag{5.3}$$

Donde:

i: Comercializador i

j: Mercado de Comercialización j

n: Nivel de tensión n

h: Hora h

H: Número total de horas del mes-1 H

m: Mes m para el cual se calcula la valoración del excedente

u: Usuario u

hx: Es la hora cuando los Excedentes de Energía Horarios Acumulados (EEHA) igualan o sobrepasan la cantidad de importación total ($Imp_{i,j,m,u}$) de energía en el mes.

La EEHA se calcula de forma dinámica, como la suma de energía entregada a la red en cada una de las horas en el mes m y a partir de la primera hora de inicio del mismo. La anterior acumulación horaria de entrega de energía a la red se realiza hasta que para una hora h dada se alcance o sobrepase el valor de importación total ($(Imp_{i,j,m,u})$) en el mes m .

VE_{i,j,n,m,u}: Importación de energía acumulada en el mes m del usuario u , que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i , en kWh . Se calcula como la suma de energía importada o consumida de la red en todas las horas del mes m .

Exc1_{i,j,m,u}: Excedente de energía horaria acumulada en el mes m con fines de uso para el crédito de energía para el usuario u , que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i , en kWh . Se calcula como la suma de energía entregada a la red en todas las horas del mes m , iniciando a partir de la primera hora de dicho mes y que como máximo podría llegar al valor de $(Imp_{i,j,m,u})$. Por lo anterior, el valor resultante de energía puede tomar valores entre cero (0) y $(Imp_{i,j,m,u})$.

Imp_{i,j,m,u}: Importación de energía acumulada en el mes m del usuario u , que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i , en kWh . Se calcula como la suma de energía importada o consumida de la red en todas las horas del mes m .

CUv_{n,m,i,j}: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en $$/kWh$, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.

Cv_{m,i,j}: Margen de comercialización en $$/kWh$, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.

Exc2_{i,j,m,h,u}: Todo excedente de energía en la hora h del AGPE u , en kWh , iniciando h en la hora hx para el mes m , en el mercado de comercialización j . Tener en cuenta que:

- i) La energía de que trata esta variable tiene un tratamiento horario.
- ii) Para poder aplicar esta variable se debe cumplir que la suma de la energía entregada a la red en todas las horas del mes m fue superior al total de la energía importada o consumida durante el mismo mes m .
- iii) En la hora hx pueden existir cantidades de energía que se deben valorar. Esto es, para la hora hx la cantidad de energía que se debe valorar es el cálculo de: $EEHA - (Imp_{i,j,m,u})$.
- iv) Para las horas h superiores a hx en el mes m , $Exc2_{i,j,m,h,u}$ corresponde exactamente al valor de energía entregada a la red en la hora h .

PBolsa_{h,m}: Precio de bolsa en la hora h del mes m , en $$/kWh$, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, será igual al precio de escasez ponderado. Se debe tener en cuenta que el precio de bolsa varía de forma diaria y horaria.

T_m: Costo por uso del STN en $$/kWh$, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

D_{n,m}: Costo por uso del sistema de distribución en $$/kWh$, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

PR_{n,m,i,j}: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en $$/kWh$, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

R_{m,i}: Costo de restricciones y servicios asociados con generación en $$/kWh$, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

ExcT_{h,i,j,m,u} : Excedentes de energía del AGPE u en la hora h en mes m , en kWh , que tienen precio pactado o venden a precio de bolsa.

PP : Precio de energía pactado para AGPE con o sin FNCER que no aplican crédito de energía [39].

Las obligaciones tributarias son responsabilidad de cada AGPE. Si el AGPE termina la relación con el agente comercializador, debe detener la entrega de excedentes. Si entrega excedentes sin un agente comercializador no serán remunerados. Los AGPE no pueden fraccionar la capacidad instalada o nominal, para reportarla como plantas independientes [39].

La Resolución CREG 174 de 2021, da las pautas y los procedimientos, para que las cooperativas energéticas con autogeneración, puedan conectarse a la Red para entregar sus excedentes. De igual forma, la Resolución define los términos para canjear los excedentes generados y contrastarlos, con los consumos que tienen las cooperativas. Y en el caso de tener excedentes, la Resolución establece la tarifa para el pago de estos excedentes y que las cooperativas puedan tener ingresos que se pueden distribuir dentro de sus socios o bien pueden ser reinvertidos.

6. MODELO COOPERATIVO

El modelo cooperativo se debe realizar siguiendo las condiciones establecidas por las leyes colombianas, la cuales establecen que una cooperativa debe contar con las siguientes características principalmente[40]:

- Los trabajadores/usuarios, pueden ser sus aportantes.
- La cooperativa es sin ánimo de lucro.
- El ingreso de los asociados y su retiro, es voluntario.
- El número de asociados es variable e ilimitado.
- Debe funcionar con el principio de participación democrática.
- Se debe integrar al sector cooperativo.
- Debe garantizar la igualdad de derechos de sus asociados sin importar la cantidad del aporte.
- El mínimo número de personas para fundarla es 20.
- Los fundadores deben acreditar educación cooperativa de 20 horas.
- Se podrán asociar las personas naturales mayores de 18 años y los menores de edad que tengan 14 años.
- La cooperativa se administrará por la asamblea general, el consejo de administración y el gerente.
- Debe contar con un estatuto en donde se define el reglamento interno de la cooperativa.
- La cooperativa debe ofrecer formación para los socios y trabajadores en temas cooperativos.
- La cooperativa se constituye mediante escritura pública y el registro se realiza en la cámara de comercio.

La cooperativa será una cooperativa integral en la cual sus objetivos sean, producir energía eléctrica, realizar autoconsumo y/o inyección de dicha energía a la red mediante paneles solares. Conformada por comunidad local en la ciudad de Cali, los cuales encuentren el interés de volverse prosumidores e ir avanzando hacia una

transición energética democratizada, que ayude a generar empleo y desarrollo económico y lo más importante, una generación de electricidad limpia mediante fuentes de energía renovables no convencionales. La cooperativa busca descentralizar el acceso de la energía y aprovechar los recursos naturales renovables.

El principal activo de la cooperativa sería el sistema de producción de energía eléctrica con paneles fotovoltaicos que se ha propuesto en este documento. La cooperativa surgirá de las inversiones y aportes de los interesados en conformar la cooperativa ciudadana de energía.

En Europa las cooperativas energéticas se encuentran avanzadas en varios países desarrollados, no obstante existen países en las que los modelos cooperativos están iniciando y ganando fuerza. REScoop [8] en Europa, comparte mensualmente ejemplos de cooperativas exitosas que nacen con diferentes modelos y cada una hace frente a los distintos retos como las legislaturas de su país y el financiamiento inicial. Dentro de estos casos de éxito se tienen ejemplos compartidos por REScoop, como la cooperativa en Polonia llamada Sunny Serock, conformada inicialmente por 30 socios y ahora cuenta con 60 miembros, con una planta que produce 450 *KWh* y sus miembros aportan para el mantenimiento de la planta y el consumo de electricidad es gratuito. La cooperativa tiene grandes retos, debido a que Polonia no cuenta con leyes que regulen la inyección de energía a la red. La energía excedente es inyectada gratuitamente y aun así, con esta limitante, la cooperativa ha podido unir nuevos socios desde su inicio gracias a la ayuda del gobierno local.

El presidente de REScoop Dirk Vansintjan da el siguiente consejo para iniciar con las cooperativas energéticas: “Comience con un proyecto de inversión pequeño pero rentable. Trate de encontrar un proyecto que traerá dinero a la cooperativa, para poder financiar el tiempo del personal que es crucial para el desarrollo de proyectos futuros”.

Otro caso exitoso de comunidades energéticas de REScoop [8] en 2015 inició la Cooperativa Solar Comunitaria de Edimburgo, para compartir proyectos solares en los techos de los edificios. Con la ayuda de varias entidades sacaron al mercado venta de acciones para financiar los proyectos, recaudaron 1,4 millones de libras y en 2016 los proyectos generaron 1,1*GWh*. En 2021 finalizaron un segundo proyecto de paneles solares, financiados con la venta de acciones en 2020.

Westmill Solar surgió de la compra de un parque solar, su financiamiento se realizó mediante la venta de acciones y financiamiento bancario. Westmill Solar alimenta a 1500 hogares y después de cubrir sus costos operacionales, los excedentes los reparten el 80 % a intereses de sus miembros y el 20 % para realizar actividades comunitarias.

Proyectos como Eucena en los Balcanes tienen cursos para los ciudadanos y comunidades para ayudar a impulsar los proyectos de CER, darles herramientas necesarias basados en experiencias y orientación sobre modelos de gobernanza acerca de como los ciudadanos pueden hacer cooperativas y métodos de financiamiento [8].

La información y colaboración de REScoop para la formación de nuevas cooperativas y difusión del know how, a través de metodologías como The Litch Approach. en la cual se dan pautas para que las comunidades puedan desarrollarse de forma

activa para realizar proyectos energéticos, entre otras colaboraciones han aportado a la Unión Europea un gran apoyo para que las CER sean modelos de éxito en el continente.

6.1. Principio de Organización Cooperativa

La cooperativa se fundamentará en los principios cooperativos que se contemplan a nivel nacional y los principios internacionales de las cooperativas. Los principales principios de la cooperativa los encontramos en la imagen a continuación 6.1:

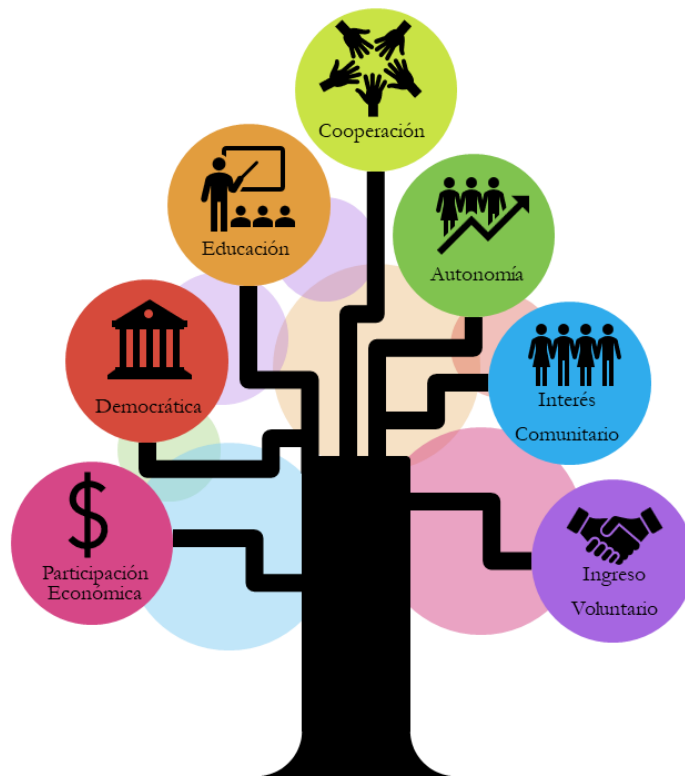


Figura 6.1: Principios cooperativas energéticas

- **Cooperación:** la cooperativa ofrece sus servicios a los socios para su bienestar con la colaboración de todos y se asocia con otras cooperativas para el bienestar de la comunidad.
- **Autonomía:** la cooperativa es gestionada por la asamblea general y las decisiones son tomadas por sus socios de manera democrática.
- **Educación:** la cooperativa proporcionará formación cooperativa de energías renovables y eficiencia energética a todos sus socios.

- Interés comunitario: uno de los objetivos es el desarrollo de la comunidad en cuanto a la generación y consumo de electricidad sostenible.
- Democrática: la cooperativa está organizada democráticamente, sin importar la cantidad de inversión, cada socio cuenta con el mismo derecho (un socio, un voto).
- Ingreso Voluntario: todas las personas pueden ser socias de la cooperativa, aceptando sus derechos y responsabilidades. También, son libres de desistir de ser socios en cualquier momento de la misma.
- Participación económica: los socios contribuyen a la cooperativa y ese capital se invertirá en la realización del sistema fotovoltaico y conformación de la cooperativa. Se retribuirá con los servicios de la cooperativa, autoconsumo o venta de energía a la red. Parte del capital es propiedad de la cooperativa.

6.2. Estructura de Organización Cooperativa

La cooperativa se estructura de tal forma que funcione de manera democrática. Por eso su organigrama se presenta de manera circular o como un copo de nieve. En el cual, todos los asociados se encuentran a mismo nivel y cuentan con los mismos derechos y deberes. En la imagen a continuación se puede ver el organigrama planteado para la cooperativa [6.2](#).

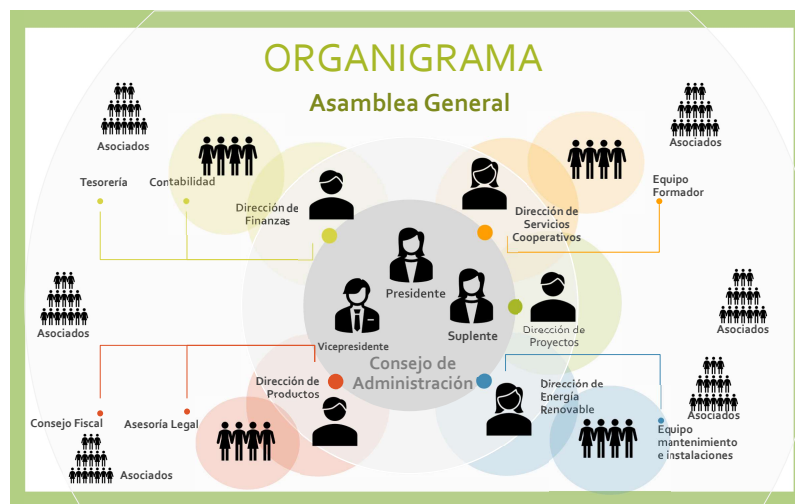


Figura 6.2: Organigrama cooperativa energética

Como se puede ver en el organigrama, se plantea la Asamblea General como parte principal de la cooperativa para la toma de decisiones y hacer cumplir el estatuto de la cooperativa. La asamblea general también puede modificar los estatutos, aceptar

socios o separarlos de la cooperativa. De igual forma, es la encargada del reparto de los rendimientos de la cooperativa. Inversiones en nuevos proyectos o ampliación de un proyecto ya creado.

El Consejo de Administración es el ejecutivo de la Asamblea General y su función, es representar a la cooperativa y administrar toda la cooperativa en negocios y demás temas concernientes con su operación. Los miembros del Consejo de Administración son nombrados por la Asamblea General.

Las direcciones especiales se encargan de manejar todos los aspectos para el correcto funcionamiento de la cooperativa, como son la parte financiera, contable, proyectos, legal y el generador fotovoltaico, entre otros. Mediante esta estructura se quiere tener una cooperativa que sea participativa, democrática y que todos los socios hagan parte de la cooperativa sumando sus conocimientos y aportes.

El modelo de negocio de la cooperativa, se realizó teniendo en cuenta el lienzo de Alexander e Yves [41]. Se creó teniendo presente que la cooperativa es sin ánimo de lucro, no obstante esto, la cooperativa requiere generar ingresos, para poder sostenerse y avanzar en nuevos proyectos para crecer a futuro y poder tener propuestas de valor interesantes para sus asociados. Del Lienzo 6.3 es importante resaltar que la parte izquierda representa la eficiencia de la cooperativa, relacionados con la propuesta de valor, los recursos, actividades y asociaciones clave, y por último la estructura de costos. Y el lado derecho representa el valor que tiene o que ofrece la cooperativa a sus asociados, la cual incluye propuesta de valor, segmento de mercado, canales, relación con los clientes y el modelo de ingresos.

El modelo de negocio es una herramienta importante que ayuda a simplificar la estructura de la cooperativa, ayuda a comprobar la viabilidad de la misma y analizar los aspectos claves dentro de la cooperativa, que deben ser tenidos en cuenta para su realización. Es de vital importancia saber que la cooperativa no se encuentra sola, y que los modelos cooperativos pueden tener relacionamiento con otras cooperativas para fortalecerse. Por ejemplo, cooperativas financieras que pueden ayudar a financiar el inicio del proyecto u otras que puedan aportar al desarrollo de la misma.

Del modelo de negocio se observa el segmento de personas a la cuales llegaría el proyecto y son personas naturales interesadas en volverse prosumidor mediante fuentes de energía renovable no convencionales. Dentro de este segmento, el diseño del sistema fotovoltaico se realizará en el sur de Cali, porque los estratos 5 y 6 en Colombia no tienen subsidio, por el contrario, aportan al subsidio de los estratos 1,2 y 3. Esta segmentación inicial ayuda a agregar valor al proyecto para reducir el costo de la electricidad.










Modelo de Negocio				
Cooperativa de Energía Renovable				
CER:	La Cooperativa es una organización sin ánimo de lucro, que satisface a través de proyectos colectivos renovables (fotovoltaico), la necesidad energética de manera sustentable y ayude a la transición energética a nivel de Colombia.			
 8. Asociaciones Clave	 7. Actividades Clave	 2. Propuestas de Valor	 4. Relaciones con clientes	 1. Segmentos de Mercado
<ul style="list-style-type: none"> - Asociados. - Prosumidores. - Operador de Red. - Comunidad. - Relación con otras Cooperativas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Auto generación. - Inyección a la red. - Educación energética. - Nuevos proyectos. - Mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> - Transición energética. - Disminución de la tarifa eléctrica. - Generación de su propia energía. - Participación dentro del proyecto fotovoltaico. - Participación de la inyección de energía a la red. - Convertirse en prosumidores. - Educación cooperativa y energética. 	<ul style="list-style-type: none"> - Asociados con participación democrática. - Sin importar la inversión tienen el mismo nivel de participación en las decisiones. - Pueden desempeñar cargos dentro de la cooperativa. - Asistencia mediante APP e internet a usuarios 	<ul style="list-style-type: none"> - Personas naturales interesada en volverse prosumidor mediante fuentes de energía renovable no convencionales, enfocadas a realizar una transición energética sostenible y a descentralizar la producción de energía.
	 6. Recursos Clave			 3. Canales
	<ul style="list-style-type: none"> - Generador fotovoltaico. - Asamblea General. - Socios - Comunidad. - Conexión a la red. - Internet. - Centro de capacitación. - Personal calificado. 			<ul style="list-style-type: none"> - Canales de atención virtual. - Página Web. - APP. - Eventos educativos de la cooperativa. - Redes sociales. - Voz a voz de la comunidad.
 9. Estructura de Costos	<ul style="list-style-type: none"> - Inversión inicial del Proyecto. - Arriendo espacio paneles. - Mantenimiento. - Depreciación acelerada. 		 5. Modelo de ingresos	<ul style="list-style-type: none"> - Capital inicial por afiliación de los socios. - Venta de energía a los asociados. - Ingreso de nuevos asociados. - Venta de energía a la red. - Donaciones.

Figura 6.3: Modelo de Negocio de la CER (Fuente: [41])

6.3. Viabilidad de Cooperativas Energéticas

6.3.1. Sistema de Energía Solar Eotovoltaico

Dentro de la viabilidad de la cooperativa se debe tener en cuenta el sistema fotovoltaico. El cálculo del sistema se hará en el capítulo 7, teniendo en cuenta la radiación solar de la ciudad de Cali, dimensionamiento, potencia que generará, tamaño de la planta y posible ubicación. La cotización con su respectiva instalación se evaluará en el capítulo 8, después de realizar el respectivo dimensionamiento.

6.3.2. Recursos, Tarifas y Costos

Los recursos para iniciar el proyecto se definirán según el costo del generador voltaico y posterior instalación, el costo de constitución de la CER, renta o como-

dato del lugar de instalación, futuros nuevos proyectos se incluyen en la evaluación financiera. Dentro de los costos se tendrán en cuenta un sistema de mantenimiento preventivo y correctivo, internet, administración y empleados, APP y página web. El proceso de conexión a la red como se ha visto, requiere un proceso especial y requiere de recursos para hacerlo. Este tema se tratará a mayor detalle en el Capítulo 8, en donde se realizará un estudio más profundo. Se debe tener en cuenta que el operador de red para la ciudad de Cali es EMCALI, y Celsia en el Valle del Cauca. De acuerdo con los operadores de red, el medidor bidireccional lo suministra el operador de red o puede ser suministrado por la cooperativa, no obstante debe cumplir con los requisitos del operador de red.

De acuerdo a la cotización del sistema fotovoltaico, se tendrá en cuenta, si la inversión inicial se realizará con recursos propios de los socios, un modelo de crowdfunding, préstamo a una entidad financiera o si con una cooperativa financiera se pueden conseguir los recursos necesarios.

Como se mencionó anteriormente, el sistema fotovoltaico se planteó para ejecutarlo en el sur de Cali en estratos 5 y 6 inicialmente porque son los estratos que tienen una carga de contribución del 20% en beneficio de los estratos con menos posibilidades económicas. En la siguiente gráfica 6.4, se muestra el promedio del consumo mensual, costo de kWH unitario, costo promedio del consumo por mes en diferentes apartamentos de estrato 5 y 6 al sur de Cali en los últimos siete meses desde julio de 2022 a enero de 2023. De los datos recolectados se observa un consumo promedio mensual de 146 kWh , con un costo unitario del kWh de \$ 839 COP (sin la contribución del 20%) y un costo promedio del mes a pagar en energía de \$ 146 954 COP.

Dentro del cobro de la factura de electricidad, es importante conocer que el cobro del valor o costo unitario de cada kWH tiene seis componentes, los cuales son [39]:

$$CU = G + T + D + C + R + P \quad (6.1)$$

Donde:

CU : Costo Unitarios del kWH en pesos.

G : Generación es el costo de producir la energía con diferentes medios.

T : Transmisión, es el costo de transportar la energía desde los generadores hasta los centros de consumo.

D : Distribución, es el costo de llevar la energía desde los centros de consumo hasta el punto del consumidor.

C : Comercialización, es el cargo por comprar grandes cantidades de energía para venderla al usuario final.

R : Restricciones, son los costos que requiere el sistema para operar de forma segura.

P : Perdidas, es el cargo al usuario por las perdidas de energía en el sistema eficiente.

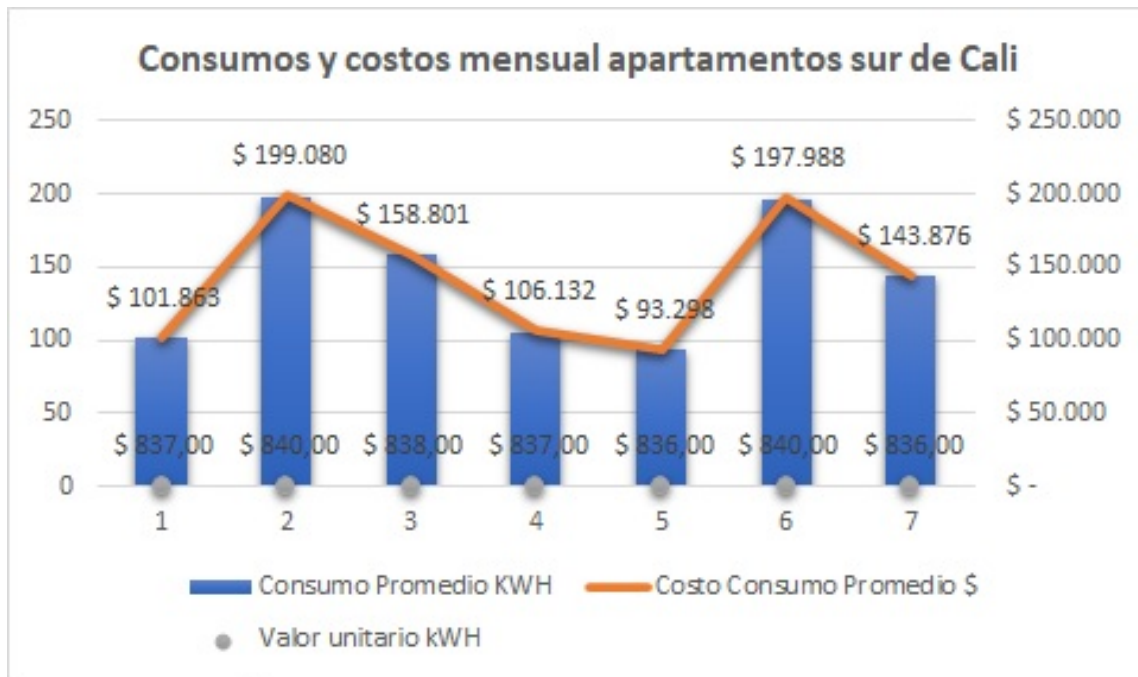


Figura 6.4: Consumo y costos mensuales apartamentos al sur de Cali

La cooperativa cubre el consumo de los socios que así lo deseen, el crédito de energía de permuta y el excedente de la producción de energía se inyecta a la red. Como se pudo evaluar en el capítulo anterior, el crédito de energía (intercambio) tiene un cobro por parte del operador de red hacia la cooperativa, estos cobros son los componentes vistos de la ecuación 6.1: T , D , C , R y P .

7. DISEÑO DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se tendrá en cuenta que el principal objetivo del proyecto es evaluar las cooperativas de energías renovables en Colombia. Por este motivo, se dimensionará el generador fotovoltaico y el inversor principalmente. La normatividad colombiana indica que un autogenerador a pequeña escala, es de máximo $1MW$. Sin embargo, para efectos del proyecto no se tomará la máxima capacidad de $1MW$, debido a que, los proyectos fotovoltaicos tienen limitaciones, y una de ellas es el espacio. El dimensionamiento del modelo fotovoltaico se va a realizar con una capacidad de $0,35MW$, puesto que la cooperativa se va a evaluar dentro de la ciudad se decide tomar dicha capacidad.

La capacidad del sistema fotovoltaico se elige evaluando diferentes áreas de conjuntos al sur de la ciudad de Cali. Mediante la ayuda de medición de Google Maps [42], se toman tres opciones de conjuntos con áreas de techo, en donde se pueda ubicar un sistema fotovoltaico de dicha capacidad. En los conjuntos al sur de Cali se tienen áreas como en el conjunto Palmas del Ingenio A.1 de $2680,19 m^2$, Condominio Melao A.2 $3166,32 m^2$ y Brisas del Limonar A.3 $1009,39 m^2$. Como se puede ver más adelante, en el cálculo del área requerida por la cantidad de paneles solares, los dos primeros conjuntos tienen el área requerida para la capacidad de $350 kW$. También se puede tener en cuenta, dos conjuntos cercanos para la instalación del generador. Un tamaño más grande de generación, requiere encontrar un área mayor disponible, para la instalación del sistema fotovoltaico.

El objetivo de nuestro sistema es generar la máxima electricidad posible, se dimensionará el sistema conectado a la red y será un sistema centralizado, el cual no es específico para una sola vivienda, como se puede observar en el diagrama 7.1.

7.1. Potencial y Radiación Solar

Para el dimensionamiento se evalúa el potencial solar de la ciudad de Cali en el sur. Para esta evaluación se usó la ayuda del software *PVSyst* 7,2 y la base de datos de *PVGis* 5,2 con datos del año 2015. A continuación se pueden observar dos gráficas de los valores de irradiación en $kWh/m^2/mes$ 7.2 y $kWh/m^2/dia$ 7.3, para cada uno de los meses del año.

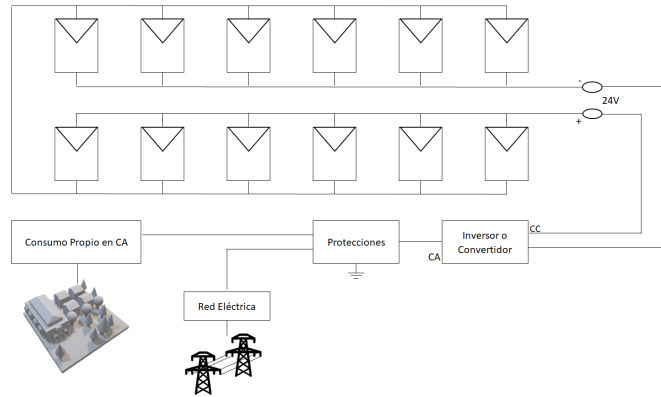


Figura 7.1: Diagrama de sistema conectado a la red centralizado (Fuente: [43])

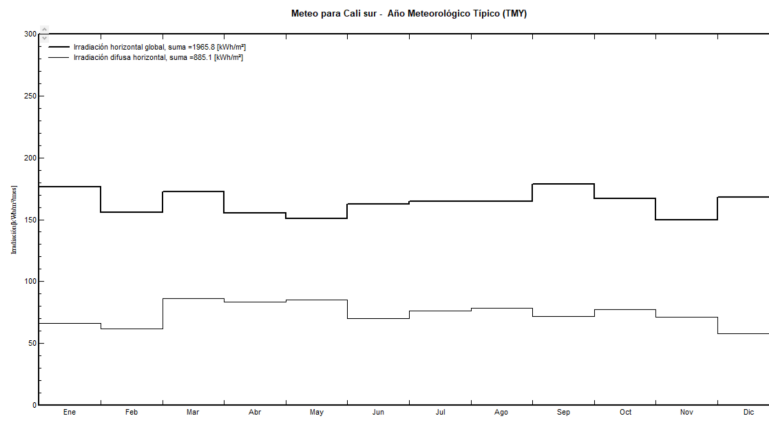


Figura 7.2: Irradiación Sur de Cali en $kWh/m^2/mes$ (Fuente: [44])

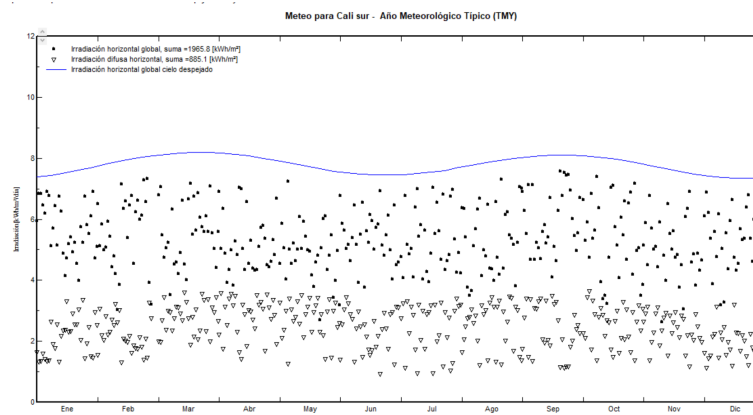


Figura 7.3: Irradiación Sur de Cali en $kWh/m^2/dia$ (Fuente: [44])

De los dos gráficos anteriores, podemos concluir que la irradiación en la ciudad de Cali durante todo el año es aproximadamente uniforme, con variaciones en los meses de enero y septiembre, donde se tiene la mayor irradiación; y los meses de menor irradiación son mayo y noviembre.

7.2. Características Técnicas de la Planta Solar Fotovoltaica

Para dimensionamiento del generador fotovoltaico, el mes de referencia es el de menor irradiación. En la figura 7.2 se observa que el mes con el menor valor es en noviembre. Para este mes el valor de irradiación es de $4,99kwh/m^2$ 7.3.

Definida la potencia fotovoltaica de $350 kW$, para el sistema se procederá a realizar el diseño basado en la energía requerida para lograr esta potencia, se calcula mediante la siguiente ecuación 7.1:

$$E = P * 24 horas * f \quad (7.1)$$

Donde:

E : es la energía requerida por el sistema fotovoltaico.

P : es la potencia requerida en la salida del generador.

f : es el factor de horas de radiación solar comprendido entre $0,12 - 0,2$. Para nuestro caso tomaremos el valor de $0,2$. Debido a que tenemos un valor de $4,99 kWh/m^2$ de irradiancia en noviembre.

De acuerdo a la ecuación 7.1, la energía del sistema fotovoltaico para alcanzar una potencia de $350 kW$ es de:

$$E = 350 kW * 24 horas * 0,20$$

$$E = 1680 kWh/dia$$

El dimensionamiento del auto-generador se realiza siguiendo las recomendaciones de Cantos Serano [45], para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$E_G = HEP * Pnom * N * \eta_m \quad (7.2)$$

Donde:

E_G : energía generada o requerida por el sistema generador.

HEP : número teórico de las horas equivalentes de potencia.

P_{nom} : potencia nominal del módulo que se va a usar.

N : número teórico de paneles solares FV.

η_m : eficiencia del módulo, el cual se asume $\eta_m = 0,9$, por suciedad en la superficie, pérdidas por reflexión, tolerancias, etc.

El cálculo teórico del número de paneles fotovoltaicos se halla despejando de la fórmula 7.2, el número de paneles N . Como se observa a continuación en la siguiente ecuación:

$$N = \frac{E_G}{P_{nom} * HEP * \eta_m} \quad (7.3)$$

Para calcular las HEP se divide el índice de radiación (IDR) en el sur de Cali, por la constante de irradiación ideal de 1000 W/m^2 (Condiciones de prueba estándar STC, por sus siglas en inglés). Las HEP se calculan mediante la siguiente ecuación 7.4:

$$\begin{aligned} HEP &= \frac{IDR (Wh/m^2/d)}{1000 (W/m^2)} \\ HEP &= \frac{4,99 \times 10^3 Wh/m^2/dia}{1000 W/m^2} \\ HEP &= 4,99 h/dia \end{aligned} \quad (7.4)$$

La selección del panel solar, se hace teniendo en cuenta su rendimiento y potencia. Se escogen paneles monocristalinos, los cuales tienen una mayor eficiencia que los paneles policristalinos. Los paneles actualmente manejan una potencia comercial entre 200 W y 600 W . Se selecciona el Panel Solar Monocristalino PERC de la compañía francesa EcoGreen, con una potencia de 550 W y $40,98 \text{ V}$. Se selecciona un panel con esta potencia para maximizar la producción y minimizar el espacio requerido. El panel cuenta con un mayor rendimiento, por contar con la tecnología PERC, que consiste en instalar una capa reflectante adicional en la parte posterior del panel, que ayuda a reflejar de nuevo hacia la celda los fotones que pasan por esta. Dentro de las características principales del panel se tienen 7.1 (La ficha técnica del panel se puede ver en el anexo A.4):

Características Panel Solar 550W 24V Monocristalino PERC	
Potencia pico (P _{MAX})	550 W
Voltaje a máxima potencia (V _{MP})	40,98 V
Intensidad a máxima potencia (I _{MP})	13,42 A
Voltaje en circuito abierto (V _{OC})	49,68 V
Intensidad en cortocircuito (I _{SC})	14,01 A

Tabla 7.1: Características Panel Solar 550 W Monocristalino PERC. Fuente: [46]

Una vez, calculado las HEP. Se procede a calcular el número de paneles solares (N) usando la fórmula 7.3, como se muestra a continuación:

$$N = \frac{E_G}{P_{nom} * HEP * \eta_m}$$

$$N = \frac{1680x10^3 Wh/dia}{550 W * 4,99 h/dia * 0,9}$$

$$N = 680,14 \text{ paneles}$$

De acuerdo a lo anterior, se requieren 680 paneles solares con una potencia de 550 W monocristalina con tecnología PERC.

Una vez, conocido el número de paneles. Se calcula el ángulo óptimo de inclinación (β). La cual, es la inclinación en la que, el generador fotovoltaico maximiza su producción. Con esta inclinación, los rayos del sol llegan perpendicularmente al panel solar. La inclinación óptima se encuentra, teniendo en cuenta, la latitud (ϕ) de la locación, en donde se va a realizar la instalación del generador fotovoltaico. Para nuestro caso de la ciudad de Cali, la latitud es de 3,43° [47]. Para sistemas conectados a la red se calcula con la siguiente ecuación 7.5:

$$\beta = 3,7 + 0,69 * \phi$$

$$\beta = 3,7 + 0,69 * 3,43 \tag{7.5}$$

$$\beta = 6,04^\circ$$

La localización de Colombia se encuentra en el hemisferio norte. Debido a esto, la orientación de los paneles, se debe realizar hacia el sur geográfico, para maximizar su producción.

La distancia mínima entre paneles se calcula, teniendo en cuenta: la latitud (ϕ), el ángulo de inclinación óptimo (β) y las dimensiones del panel de 550 W Ecogreen 7.2. Se realiza el cálculo como sigue a continuación:

$$Sen(\beta) = \frac{h}{L_m} \tag{7.6}$$

De la ecuación 7.6, se despeja h , para encontrar la altura del panel como se muestra en la imagen 7.4.

$$\begin{aligned} h &= \text{Sen}(\beta) * L_m \\ h &= \text{Sen}(6,04^\circ) * 2,279 \text{ m} \\ h &= 0,23 \text{ m} \end{aligned}$$

Una vez sabemos la altura h y teniendo el valor de la latitud (ϕ), procedemos a calcular la distancia mínima entre filas de paneles (d) para evitar sombras entre ellos. El cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} d &= \frac{h}{\text{tg}(61 - \phi)} \\ d &= \frac{0,23 \text{ m}}{\text{tg}(61 - 3,43)} \\ d &= 0,14 \text{ m} \end{aligned} \tag{7.7}$$

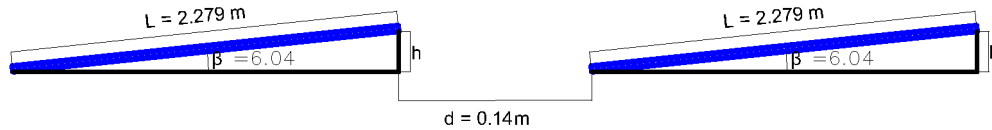


Figura 7.4: Distancia entre paneles (d).

Como se puede observar, la distancia entre paneles es de $0,14 \text{ m}$, esta distancia es pequeña, debido a que, la inclinación óptima es pequeña, por la latitud en la que se encuentra la ciudad de Cali.

A continuación, se realiza el cálculo del espacio requerido para tener una planta con una capacidad de producción de 350 kW .

Para obtener el espacio requerido por la planta se tiene en cuenta las medidas del panel solar escogido, las cuales se muestran a continuación 7.2:

Dimensiones físicas panel 550 W EcoGreen	
Cell type	Monocrystalline (182x91mm)
Number of cells	144
Dimensions	2279x1134x35mm (1.5mm Cell Gap)
Weight	29 kg
Glass	3.2 mm, tempered glass, Hightransmission (>94%), Anti-Reflective Coating
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction box	IP68 rated (3 by pass diodes)
Cable	4.0 mm; 300 mm (+) / 300 mm(-); Length can be customized

Tabla 7.2: Dimensión Panel Solar 550W Monocristalino PERC. Fuente: [46]

Para calcular el área requerida por el sistema fotovoltaico se tendrá en cuenta, un porcentaje de 15% para poder realizar mantenimiento a los paneles solares. De esta forma, el área requerida para instalar 680 paneles es de:

$$\begin{aligned}
 A_{pr} &= N * A_p * (1 + 0,15) \\
 A_{pr} &= 680 \text{ paneles} * 2,548 \text{ m}^2 * (1 + 0,15) \\
 A_{pr} &= 1819,27 \text{ m}^2
 \end{aligned} \tag{7.8}$$

7.3. Características Técnicas del Inversor

El dimensionamiento del inversor se realiza teniendo en cuenta, que el sistema es de autoconsumo y que va a estar conectado a la red. En este caso, el inversor va conectado directamente al generador fotovoltaico y se requiere que sea trifásico.

Para una potencia de 350 kW no se va a emplear un sistema de inversor central. En cambio, se decide usar dos inversores de la marca Growatt. Se toman dos inversores para evitar que, si llega a existir una falla en el sistema, afecte la planta y se quede completamente sin funcionamiento el sistema generador al contar con solo un inversor. Otra ventaja de escoger esta configuración, es la posibilidad a futuro de ampliar la capacidad de producción del generador fotovoltaico. Por ello, se decide usar los dos inversores en paralelo. Los inversores seleccionados son dos inversores Growatt MAX150KTL3-X MV con una potencia nominal CA de 150 kW. La distribución de los paneles, se realiza de acuerdo con la configuración y características de los inversores. Las principales características del inversor se muestran a continuación, la ficha técnica del inversor se puede ver en el anexo A.5.

- Inversor Growatt MAX150KTL3-X MV

Inversor Growatt MAX150KTL3-X MV	
Datos de entrada DC	
Máxima potencia FV recomendada (STC)	204000 W
Máximo voltaje CD	1100 V
Voltaje de arranque	195 V
Voltaje nominal	720 V
Rango voltaje de MPPT	180V-1000V
Números de MPPTs	10
Cadena por MPPT	2
Máxima corriente por MPPT	32A
Corriente de corto circuito por MPPT	40A
Datos de entrada DC	
Potencia nominal CA	150000W
Voltaje nominal CA (Rango)	277/480V

Tabla 7.3: Principales características inversor Growatt MAX150KTL3-X MV. Fuente: [46].

Para realizar el arreglo de los paneles solares se tienen en cuenta, las características técnicas de los inversores y del panel solar. Los datos de las tablas del panel solar 7.1 y del inversor 7.3, se obtienen de sus fichas técnicas respectivamente. Para el inversor con conexión a red, se valida el cumplimiento de sus especificaciones y se define el arreglo de número de paneles en serie (string) y el número en paralelo por inversor. Estas especificaciones y características técnicas, se calculan de acuerdo a la literatura de [45]:

- **Potencia nominal** determina la potencia que puede entregarse a la red, debe encontrar entre el 80 % y el 90 % de la potencia pico del generador fotovoltaico.

$$\begin{aligned}
 0,8 * P_p &< P_{inv} < 0,9 * P_p \\
 0,8 * 350 \text{ kW} &< 300 \text{ kW} < 0,9 * 350 \text{ kW} \\
 280 \text{ kW} &< 300 \text{ kW} < 315 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

- **Potencia máxima** es la potencia máxima que soporta el inversor proveniente de los paneles.

Debido a que, se van a usar dos inversores de las mismas características, a cada inversor le correspondería 340 paneles. De esta forma, se realizará el arreglo para cada inversor. Para cada inversor se cuenta con 10 MPPTs y se pueden usar 2 cadenas por MPPT. Otro componente que se debe tener en cuenta, es

la temperatura mínima y máxima, que se tiene en Cali, según el *IDEAM* [48] es de $T_{min} = 19 \text{ grados}$ y $T_{max} = 32 \text{ grados}$.

De igual forma, se usarán los coeficientes de temperatura del panel, para determinar que las capacidades del inversor se encuentran en el rango del generador. Los coeficientes se obtienen de la ficha técnica del panel y se muestran a en la tabla 7.4:

Panel Solar Atlas 550 W	
Coefficiente de Temperatura de Pmax	- 0.35 %/°C
Coefficiente de Temperatura de Voc	- 0.28 %/°C
Coefficiente de Temperatura de Isc	+ 0.048 %/°C

Tabla 7.4: Coeficientes de temperatura del panel solar Atlas 550 W. Fuente: [46].

La potencia máxima del panel, se da a la temperatura más baja. La cual se calcula a continuación:

$$\begin{aligned}
 P_{max_{19}} &= P_{panel} * (1 + CT_{Pmax} * (T_{min} - T_{STC})) \\
 P_{max_{19}} &= 550 W * (1 - 0,0035 * (19^\circ C - 25^\circ C)) \\
 P_{max_{19}} &= 561,55 W
 \end{aligned} \tag{7.9}$$

Con la información anterior, se calcula el número máximo de paneles para cada inversor ($N_{Pmax_{inv}}$). Teniendo en cuenta la máxima potencia FV recomendada (STC) del inversor ($P_{max_{inv}}$).

$$\begin{aligned}
 N_{Pmax_{inv}} &= \frac{P_{max_{inv}}}{P_{max_{19}}} \\
 N_{Pmax_{inv}} &= \frac{204000 W}{561,55 W} \\
 N_{Pmax_{inv}} &= 363,28 W
 \end{aligned} \tag{7.10}$$

Cada inversor puede soportar un máximo de 363 paneles. Para este caso requerimos 340 paneles por inversor.

- **Intensidad máxima de entrada** debe ser mayor a la corriente del generador fotovoltaico.

$$I_{scgenerator} < I_{inv}$$

La intensidad máxima (I_{max32}), se da a la temperatura más alta, en este caso $32^\circ C$. Para su cálculo se usa la corriente en corto circuito del panel ($I_{PanelSC}$), el coeficiente de temperatura (CT_{ISC}), la temperatura máxima (T_{max}) y la temperatura en condiciones de prueba estándar (T_{STC}).

Con la I_{max32} se puede calcular cuantos strings podemos poner en cada MPPT del inversor. La I_{max32} se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} I_{max32} &= I_{PanelSC} * (1 + CT_{ISC} * (T_{max} - T_{STC})) \\ I_{max32} &= 14,01 A * (1 + 0,00048 * (32^\circ C - 25^\circ C)) \\ I_{max32} &= 14,05 A \end{aligned} \quad (7.11)$$

El número de strings ($N_{strings}$), se calcula con la máxima intensidad de corto circuito por MPPT que puede soportar el inversor (I_{SCMPPT}) así:

$$\begin{aligned} N_{strings} &= \frac{I_{SCMPPT}}{I_{max32}} \\ N_{strings} &= \frac{40 A}{14,05 A} \\ N_{strings} &= 2,84 strings \end{aligned} \quad (7.12)$$

De los resultados anteriores, definimos que por cada MPPT del inversor se pueden conectar dos strings.

- **Rango de tensión de entrada para el seguimiento del MPPT** el inversor tiene límites de tensión inferior y superior para su óptimo funcionamiento y correcto seguimiento del punto máxima de potencia. La tensión mínima de funcionamiento ($V_{min_{in32^\circ C}}$) se calcula con el Voltaje de máxima potencia del panel (V_{mp}), el coeficiente de temperatura por el voltaje de circuito abierto ($CT_{V_{oc}}$) y las temperaturas. Se halla de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} V_{min_{in32^\circ C}} &= V_{mp} * (1 + CT_{V_{oc}}) * (T_{max} - T_{STC}) \\ V_{min_{in32^\circ C}} &= 40,98 V * (1 - 0,0028 * (32^\circ C - 25^\circ C)) \\ V_{min_{in32^\circ C}} &= 40,17 V \end{aligned} \quad (7.13)$$

Con la información anterior, se calcula el mínimo número de paneles por string que se requieren para el funcionamiento del inversor:

$$\begin{aligned}
 N_{minpanel/string} &= \frac{V_{minMPPT}}{V_{minin32^{\circ}C}} \\
 N_{minpanel/string} &= \frac{180V}{40,17V} \\
 N_{minpanel/string} &= 4,48 \text{ paneles}
 \end{aligned}
 \tag{7.14}$$

El número mínimo de paneles para el correcto funcionamiento del inversor por cada string es de 5 paneles.

La tensión máxima de entrada es el nivel de tensión que puede soportar el inversor. Esta tensión corresponde a la temperatura más baja de 19° C. Y se calcula de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 V_{maxin19^{\circ}C} &= V_{OC} * (1 + CT_{Voc} * (T_{min} - T_{STC})) \\
 V_{maxin19^{\circ}C} &= 46,07V * (1 - 0,0028 * (19^{\circ}C - 25^{\circ}C)) \\
 V_{maxin19^{\circ}C} &= 46,84V
 \end{aligned}
 \tag{7.15}$$

Con la información anterior se puede encontrar el máximo número de paneles por string que puede soportar el inversor:

$$\begin{aligned}
 N_{maxpanel/string} &= \frac{V_{maxMPPT}}{V_{maxin19^{\circ}C}} \\
 N_{maxpanel/string} &= \frac{1000V}{46,84V} \\
 N_{maxpanel/string} &= 21,34 \text{ paneles}
 \end{aligned}
 \tag{7.16}$$

El número máximo de paneles que puede soportar el inversor por cada string es de 21 paneles. Y el número de strings que se pueden conectar es de 2. Para un total de 42 paneles por cada MPPT. El inversor soporta 10 MPPTs, por lo que el número máximo de paneles por inversor que se pueden conectar es de 420. Para el arreglo se requieren 680 paneles en total, los cuales se van a dividir en 340 paneles por inversor. Y realizando una distribución de dos strings por cada MPPT, con 17 paneles en serie por string. Con esta configuración, se da cumpliendo con las características técnicas del inversor, tanto en su rango mínimo, como en su rango máximo de potencia, tensión e intensidad. A continuación se observa el diagrama del arreglo

del sistema fotovoltaico en la figura 7.5, para la realización del diagrama se tuvieron en cuenta las recomendaciones dadas por Cantos Serano [45]:

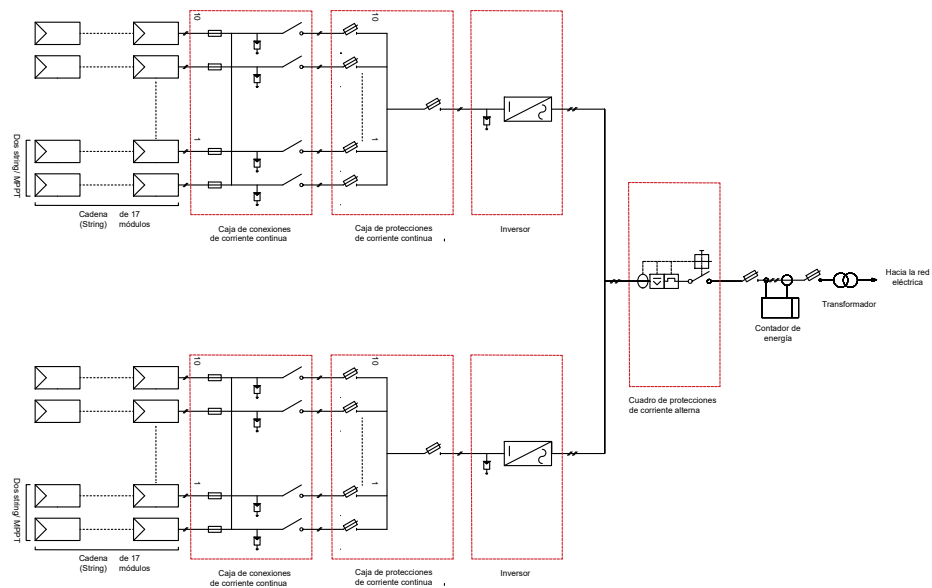


Figura 7.5: Diagrama sistema fotovoltaico

8. EVALUACIÓN FINANCIERA

En la evaluación financiera se analizarán los costos iniciales y de inversión del generador fotovoltaico. Como se mencionó en el capítulo 6 se definen las asignaciones de acuerdo a la evaluación financiera de como se estructura la CER para que sea viable con las condiciones actuales y regulaciones en Colombia.

Dado que el sistema fotovoltaico tiene una vida útil de 25 años. Teniendo en cuenta la alta inflación y coyuntura económica actual, se calcula el promedio de la inflación de los últimos 20 años en Colombia para los calculos de la evaluación financiera del proyecto. El valor de la inflación promedio es de 8,41 % [49].

8.1. Beneficios tributarios

Los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014, para los proyectos con FNCE son los siguientes:

- **Excensión del IVA:** indica que los paneles solares, los inversores y controladores están excentos de IVA.
- **Deducción del impuesto sobre la renta:** la deducción del impuesto sobre la renta es hasta del 50 % del valor de las inversiones y anualmente no se puede deducir más del 50 % de la renta líquida.
- **Depreciación acelerada:** para el proyecto se aplica la depreciación acelerada que permite una deducción anual hasta el 33,33 % del valor del activo. Esto debido a un cambio en el artículo 14 de la Ley 1715 que difiere del documento original, el cambio se realizó al Proyecto de Ley No. 365 de 2020 Senado y 565 de 2021 Cámara.

Adicionalmente la Ley 1819 de 2016, establece que la cooperativas deben tributar a la DIAN, el 20 % sobre sus beneficios netos o excedentes.

8.2. Costos del generador fotovoltaico y costos de creación de la CER

Se calcula los costos fijos generados del personal que desempeña labores dentro de la cooperativa. Para encontrar los salarios anuales en Colombia, se investiga los datos del Observatorio laboral para la educación del Ministerio de Ecuación Nacional [50]. Con el organigrama 6.2 del modelo cooperativo se buscan los cargos y se saca

la media de ingresos por profesión para cada cargo, el incremento salarial se realiza con el promedio de inflación calculado anteriormente. Los costos fijos del personal de la cooperativa se pueden observar en la siguiente tabla 8.1:

Costos Fijos Personal	
Cargo	Costo Anual (COP)
Consejo Administrativo	\$ 42.489.744
Dirección de Finanzas	\$ 42.489.744
Asesoría Legal	\$ 21.244.872
Dirección de proyectos	\$ 21.244.872
Ingeniería y mantenimiento	\$ 21.244.872
Total	\$ 148.714.104

Tabla 8.1: Costos fijos del personal de la cooperativa. Fuente: [50].

Formar una cooperativa, de acuerdo con varios representantes de la Cámara de Comercio de Cali, depende de varios factores como el tamaño, tipo de cooperativa, entre otros. En entrevista con los representantes, se estima un promedio de \$700.000 COP el trámite de cancelar el formulario RUES, los derechos de inscripción y el impuesto de registro. Cabe destacar, que las entidades sin ánimo de lucro como las cooperativas no pagan derechos de matrícula porque no tienen la calidad de comerciantes [51].

El costo total del generador fotovoltaico se estimó de acuerdo con el dimensionamiento realizado en el capítulo 7. Y el valor de la instalación, la estructura, el cableado y las protecciones se evalúa teniendo en cuenta la distribución de costos de Cantos Serano [45]. En la tabla 8.2 se observan los valores del generador fotovoltaico.

La vida útil del inversor es de 10 a 15 años, se decide realizar la reinversión de dos inversores en el año 15 calculando el valor futuro del precio del inversor, obteniendo como resultado un valor de los dos inversores de \$172 452 750 COP.

Los costos de mantenimiento y seguro se calculan, según las recomendaciones de Cantos Serano [45]. Para el mantenimiento el costo se calcula como el 0,7% anual del costo del generador fotovoltaico. El seguro es el 0,3% anual del costo del generador fotovoltaico.

El monitoreo del generador fotovoltaico es vital para el constante seguimiento mes a mes de la producción de energía. En la tabla 8.3 se observan los costos para realizar el monitoreo.

Costos Gerador Fotovoltaico				
Item	Unidad	Costo unidad	Costo total	
1	Panel solar monocristalino PERC 550W*	680	\$ 1.086.250	\$ 738.650.000
2	Inversor trifásico Growatt on grid*	2	\$ 29.800.000	\$ 59.600.000
3	Redes de conexión y protecciones	1	\$ 74.100.000	\$ 74.100.000
4	Estructura	1	\$ 132.100.000	\$ 132.100.000
5	Instalación	1	\$ 23.800.000	\$ 23.800.000
Total				\$ 1.028.250.000

Tabla 8.2: Costos generador fotovoltaico. Fuente: A.4.1 y [45]

Costos Monitoreo de Generación				
Item	Unidad	Costo unidad	Costo total	
1	Monitorización Shine Wifi-F	Growatt 2	\$ 259.000	\$ 518.000
2	Internet fibra óptica	12	\$ 118.900	\$ 1.426.800

Tabla 8.3: Costos Monitoreo de Generación. Fuente: [46] y [52].

8.3. Cálculo del costo de capital de la CER

Muchos de los proyectos que se han estudiado en REScoop, en su estructura financiera han iniciado con capital propio. No obstante, se quiere evaluar la estructura de financiar el proyecto con capital propio y financiación. Para el capital propio se hallará el costo del capital propio K_e , el cálculo se realizará mediante el método CAPM (Capital Asset Pricing Model). Para el calculo del coste de la financiación, se calcula el Coste Promedio Ponderado de Capital (WACC por sus siglas en inglés, Weighted Average Cost of Capital). A continuación se realiza el cálculo de los dos costos.

El costo de capital propio K_e , se calcula como sigue:

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f) \quad (8.1)$$

Donde:

K_e : es el costo de los fondos propios

R_f : es la tasa Libre de Riesgo de un país

β : es el coeficiente de riesgo sistemático

R_m : es la rentabilidad esperada del mercado

Para calcular el valor de R_f se consulta la tasa efectiva de corte (%) a largo plazo de los TES en pesos colombianos del Banco de la República [53], para el 26-10-2050 se tiene un valor de 12,23 % EA.

β se calcula mediante el metodo CAPM de compatibilidad, usando el valor del índice COLCAP [54] y el precio de las acciones de CELSIA [55] (del 08 de marzo de 2023 hasta el 03 de enero de 2022). Se realiza con la acciones de CELSIA que es la empresa de energía que tiene proyectos con paneles fotovoltaicos en el Valle del Cauca y cotiza en la bolsa. El método consiste en sacar la pendiente de la regresión lineal entre la rentabilidad del mercado y la rentabilidad de la acción. El valor calculado es de $\beta = 99,653$ % diario.

R_m se calcula encontrando el promedio de la rentabilidad del índice COLCAP [54]. El valor es de $R_m = 0,04529$ % diario.

Reemplazando en la ecuación 8.1, obtenemos:

$$K_e = 0,0316 \% + 99,653 \% * (0,0452 \% - 0,0316 \%)$$

$$k_e = 0,0452 \% \text{ Efectiva diaria}$$

$$k_e = 17,95 \% \text{ EA}$$

Se observa que el costo de capital es alto comparado con las tasas de interés vistas en 2021. Sin embargo, de acuerdo con el Manual de Estrategias para 2023 de Corficolombiana [56], los costos de capital y financiación están en alza debido a varias circunstancias que ocurrieron en el año 2022, como por ejemplo, el endurecimiento de la política monetaria, el repunte de las tasas de negociación de la deuda pública (TES), acompañado con la incertidumbre que enmarca el 2023, el incremento de la inflación, las tensiones geopolíticas, el comportamiento de la tasa de interés de los Tesoros de Estados Unidos, la prima por el riesgo cambiario del COP y la incertidumbre de las reformas políticas han generado que el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) haya incrementado para las empresas en Colombia [56].

Las tasas de interés para el apalancamiento financiero de la cooperativa, se encuentran en los siguientes rangos: mediante cooperativa financiera la tasa es de 21,6 % E.A. Mediante entidades financieras se encuentran en un rango desde: DTF

+ 6,1% hasta DTF + 17,13% E.A [57]. De esta forma, las tasas para capital de trabajo para una Pyme están entre 19,59% y 30,62% E.A. (con un DTF del día 14 de marzo de 2023 a término de 90 días igual a 13,49 E.A [58]). Para el cálculo del WACC, se toma un valor promedio para la tasa de financiación de 25,1%.

De acuerdo a las recomendaciones del Manual de Estrategias para 2023 de Corficolombiana [56] y según la estructura financiera de las empresas latinoamericanas para el cálculo del WACC, se decide tomar una estructura de 30% de financiamiento y 70% de capital propio. El WACC se calcula con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} WACC &= \%S * K_e + \%D * K_d * (1 - T) \\ WACC &= 70 \% * 17,95 \% + 30 \% * 25,1 \% * (1 - 20 \%) \\ WACC &= 18,59 \% \end{aligned} \tag{8.2}$$

Donde:

$\%S$: es el porcentaje de capital propio.

K_e : es el costo de los fondos propios.

$\%D$: es el porcentaje de financiamiento.

K_d : es el costo del financiamiento.

T : es la tasa de impuesto de renta vigente para Colombia, que para el caso de las cooperativas es del 20%.

8.4. Ingresos Cooperativa

La cooperativa tiene tres opciones para generar ingresos. Se van a evaluar tres modelos de ingresos de la CER, y se escogerá el más rentable de los tres. Dentro de los modelos que puede tener la CER, podemos encontrar:

- La CER inyecte el 100% de la energía producida a la RED.
- La CER venda el 100% de la energía producida a los socios (100% autoconsumo).
- La CER tenga un modelo mixto de autoconsumo, crédito de energía (permuta) y inyección de energía (excedentes).

Para poder evaluar estos tres modelos, primero se va a calcular la generación de energía del generador en el primer año, teniendo en cuenta, las pérdidas generadas para los elementos del sistema (cables, protecciones, conexiones). No se tendrán en cuenta, las pérdidas por suciedad, desalineamiento y temperatura, debido a que se tuvieron en cuenta en el cálculo inicial del generador. Para las pérdidas de los

elementos del sistema se tiene en cuenta el valor recomendado de PR (Performance Ratio) por Cantos Serano [45], entre 0,6 y 0,75. Se toma el valor de 0.7 para el sistema generador. La energía producida por el generador en el primer año es de 463,2 MW A.1. Se puede encontrar en la tabla A.2, la producción del generador proyectado a 25 años, teniendo en cuenta, el rendimiento en el tiempo de los paneles solares según su ficha técnica. En el año 2048 el generador producirá 392,8 MW .

El cobro de la energía a los socios, se hará en un periodo de 30 días. Las cuentas por pagar se harán en el mismo tiempo. Este periodo se tendrá en cuenta para el capital de trabajo en los flujos de caja.

A continuación se realiza la evaluación de los tres modelos propuestos.

8.4.1. CER inyecte el 100 % de la energía producida a la RED

Si el generador inyecta el 100 % de la energía, la Ley 174 de 2021, indica que para AGPE con capacidad instalada mayor a 100 kW el pago de los excedentes se realiza al costo de generación. Se realiza el cálculo de la producción con la generación de energía de la tabla A.2, multiplicando por el costo promedio de generación del kWh en estrato 6, el cual es de 313 $\$/kWh$. El incremento anual del costo del kWh se hace con el IPC de los últimos 20 años, se toma la subdivisión y clase correspondiente a electricidad [59]. El promedio da una variación anual de 7,34 %.

Se realiza el Flujo de Caja Libre para este escenario proyectado a 25 años, ver anexo A.7. Para evaluar el proyecto se calcula el VPN, la TIR y la TIRM, comparando las dos últimas con el WACC y el K_e y obteniendo los siguientes resultados 8.4:

Ke	17,95 %
WACC	18,59 %
VPN	-\$ 1.456.239.294,40
TIR	–
TIRM	-100,0 %

Tabla 8.4: Cálculo VPN, TIR y TIRM.

De los resultados anteriores se puede observar que el proyecto no es viable inyectando 100 % al SIN. Porque el VPN es menor que 0, la TIR y la TIRM son menores que el WACC y que el k_e . Se puede asociar que el proyecto no es viable, debido a que el valor que se paga es el Costo de Generación (G), el cual corresponde solo al 40 % del costo total del kWh cobrado comercialmente.

Se realiza el mismo ejercicio vendiendo la energía a precio de bolsa como un GD. Se consulta en la página de XM [60], quién es el operador del Sistema Interconectado y el administrador del Mercado de Energía Mayorista de Colombia. Se usa un precio promedio del precio de bolsa de $\$500/kWh$. Se realiza el mismo análisis financiero, con los siguientes resultados 8.5:

Ke	17,95 %
WACC	18,59 %
VPN	-\$ 777.743.204,45
TIR	6,1 %
TIRM	13,7 %

Tabla 8.5: Cálculo VPN, TIR y TIRM al precio de bolsa de \$500/ kWh .

Aunque le proyecto no es factible con el incremento del kWh al precio del bolsa horario, se observa una reducción de casi el 50 % del valor del VPN. No obstante el VPN indica que la CER sigue destruyendo valor y hace que el proyecto sea inviable.

Debido a este resultado se decide buscar el valor mínimo de venta del kWh para el año 1, para que el VPN sea 0 y la CER se encuentre en su punto de equilibrio. Como se puede observar a continuación 8.6:

Ke	17,95 %
WACC	18,59 %
VPN	\$ 0,00
TIR	18,6 %
TIRM	18,6 %

Tabla 8.6: Cálculo precio mínimo del kWh buscando $VPN = 0$.

De esta forma, el precio mínimo del kWh para inyectar el 100 % de la producción al SIN es de \$735 kWh , para que la CER logre su punto de equilibrio y no destruya valor. Por encima de este precio del kWh la CER generará riqueza inyectando toda su producción a la RED.

8.4.2. CER autoconsumo del 100 % de la energía por los socios

En el segundo escenario se asume que se tiene la suficiente cantidad de socios en la cooperativa, en la cual se consume el 100 % de la energía que produce el generador fotovoltaico. De acuerdo a esto, el valor al cual se pagaría el kWh sería igual al valor del estrato 6, el cual promediado es de 838 \$/ kWh . Por ser socio de la cooperativa se realizará un descuento del 5 % sobre el valor del kWh quedando el valor en 796 \$/ kWh . Adicional del ahorro a los socios en el precio del kWh , los socios tienen el ahorro de la contribución del 20 % a los estratos 1, 2 y 3. El total del ahorro en el escenario #2 para los socios es de 25 %. Este ahorro no es total, debido a que el generador fotovoltaico no cubre las horas de la noche en el consumo de los socios. Por este motivo se toma el valor de 51 % de cobertura de la totalidad de la factura, teniendo en cuenta el informe de la UPME de Integración de las energías renovables [61]; el cual indica que el generador fotovoltaico conectado a la red sin almacenamiento puede cubrir el 51 % del consumo de energía total de un hogar.

A continuación se presentan los resultados de la evaluación del proyecto, mediante el FCL (ver anexo A.8). Para evaluar el escenario #2 se calcula el VPN, la TIR, la TIRM y el Periodo de Pago Descontado (PPD).

Ke	17,95 %
WACC	18,59 %
VPN	\$ 161.017.674,22
TIR	20,6 %
TIRM	19,2 %
PPD	13

Tabla 8.7: Cálculo VPN, TIR, TIRM y PPD.

En la tabla 8.7 se puede observar que el proyecto es viable desde el punto de la CER. Porque el VPN es mayor que 0 generando riqueza económica, la TIR y la TIRM son mayores que el WACC y que el k_e . Adicionalmente, el resultado del PPD da que la inversión inicial, se recupera en 13 años, teniendo en cuenta el costo de la inversión realizada en el proyecto.

A continuación se realiza el Flujo de Caja del Inversionista (FCI) A.9, con el proposito de evaluar desde el punto de vista de los socios, que tan rentable es el proyecto de la cooperativa. Para el desarrollo del mismo se toma un crédito del 30 % del total de la inversión como se mencionó anteriormente, con un plazo del crédito de 3 años con pagos iguales semestrales.

Para la evaluación se tomó el Costo del Capital Propio (k_e) de referencia y los parámetros a evaluar fueron el VPN, la TIR, la TIRM y el PPD. A continuación se observan los resultados 8.8.

Ke	17,95 %
VPN	\$ 273.788.337,69
TIR	21,6 %
TIRM	19,3 %
PPD	7,0

Tabla 8.8: Cálculo VPN, TIR, TIRM y PPD.

Como se puede observar en la tabla 8.8 el proyecto es factible desde el punto de vista de los socios de la cooperativa. Porque el VPN es mayor que 0 generando riqueza económica para le inversionista y retorno de la inversión, la TIR y la TIRM son mayores que el k_e .

En el anexo A.10 se puede observar el ahorro que tiene un hogar cada año durante los 25 años de duración del proyecto. El ahorro se calcula del 51 % de energía consumida en total del año por un hogar, que representa el consumo de energía en la mañana y la tarde. Se realizó un incremento del consumo promedio anual, teniendo

en cuenta el histórico de consumos residencial publicado en la IEA [62] para Colombia. Se realizó el cálculo del número de hogares o socios que se pueden atender en el escenario con el 100% autoconsumo; para el primer año se puede atender un máximo de 518 socios en promedio. Sin embargo, la capacidad de atención de los socios disminuye debido a varios factores como el incremento del consumo (mencionado anteriormente) y la disminución de la producción del generador fotovoltaico por pérdida de eficiencia de los paneles solares a través del tiempo. El número de socios en promedio que no se pueden atender, con la demanda de 100% de autoconsumo en el horario diurno es del 3% por año.

8.4.3. CER con autoconsumo, intercambio e inyección de excedentes

En el tercer y último escenario se plantea realizar autoconsumo, intercambio de energía y el porcentaje no usado será inyectado a la red. Se tendrá consumo del 51% en el día como se planteó en el escenario dos. La producción de energía sobrante, se repartirá en cubrir el consumo nocturno como crédito de energía y el excedente se inyectará a la red como venta de energía. En la figura 8.1, se puede ver el esquema del funcionamiento del escenario tres.

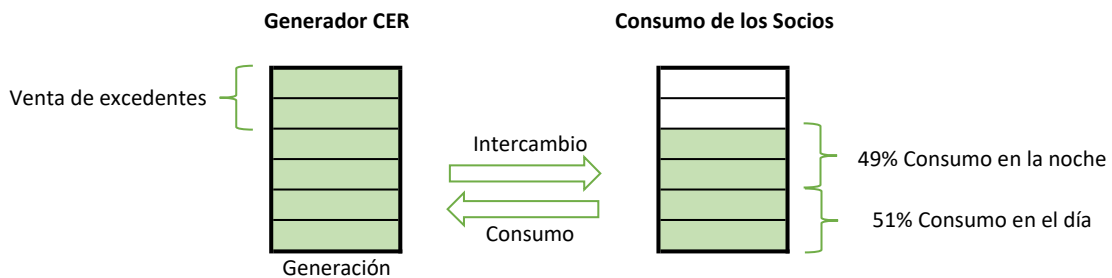


Figura 8.1: Escenario tres

Los ingresos del escenario tres se generan teniendo en cuenta la reglamentación de la Ley 174 de 2021 con una instalación mayor a 100 kW y se desglosan de la siguientes manera:

- La venta de la energía a los socios se hará con un descuento del 20% de la contribución a los estratos 1, 2 y 3. El precio del kWh queda en \$838 kWh.
- El crédito de energía que se permutan con los consumos (intercambio), el OR cobrará los componentes de comercialización, la distribución, las pérdidas y las restricciones. El valor para los socios de estrato 6 para el intercambio es de \$313 kWh.

- Si la energía exportada a la red es mayor que el consumo (excedentes), la energía será vendida al precio de bolsa horario, el precio promedio es de \$500 *kWh*.

Se tiene en cuenta, el número de socios que se pueden atender con el generador fotovoltaico del anexo A.10, y se decide realizar un promedio de 351 socios como base para el tercer escenario. Y un crecimiento de nuevos socios de 0,2% por cada año de funcionamiento de la CER.

El consumo promedio anual de los hogares que se analizó en el anexo A.6 fue de 1753 *kWh*. Con base en este consumo se saca el 51% para consumo diario y el restante 49% se realiza intercambio con el OR y la energía restante de los dos valores anteriores se tomará como excedente para la venta.

Para el cálculo de la generación del sistema fotovoltaico se tendrán en cuenta los valores del anexo A.2. Se continuará con el promedio de inflación de 8,41%. Se usa un aumento del consumo de energía del 2,8% como en el escenario dos.

En el anexo A.11 se observa el FCL con autoconsumo, intercambio y venta de energía. Con el número de socios de la cooperativa que se escogieron de 351, se puede ver que no se tiene venta de excedentes al OR, debido a que se consume la totalidad de la generación entre autoconsumo e intercambio.

A partir del año 12 se deja de realizar intercambio de energía y solo se tiene autoconsumo. Esto es debido a que la generación de energía de los paneles disminuye a través del tiempo y se van adhiriendo más socios a la cooperativa. Desde este año la generación de energía es menor que el consumo en horas del día de los socios de la CER.

Para el escenario tres se calculan los cuatro parámetros de los escenarios anteriores VPN, TIR, TIRM y el PPD para la evaluación de la factibilidad de la CER. El resultado se muestra a continuación 8.9:

Ke	17,95 %
WACC	18,59 %
VPN	\$ 48.069.473,24
TIR	19,1 %
TIRM	18,8 %
PPD	22

Tabla 8.9: Cálculo VPN, TIR, TIRM y PPD.

Los resultados dan que el proyecto es factible con los tres parámetros. Sin embargo, se puede ver que el VPN es solo de 48 millones y el PPD es de 22 años. Luego de realizar varias simulaciones se puede constatar que a mayor número de socios iniciales, la CER es más rentable y el PPD se reduce y las TIR y TIRM aumentan su valor con respecto al WACC. Pero al finalizar el año 25 no tendrá la capacidad para cubrir el 100% del consumo en el horario del día de todos los socios como ocurre en el escenario #2.

Se hace el ejercicio para buscar cuál es el número mínimo de socios en el cual la CER logre su punto de equilibrio ($VPN=0$) y dio como resultado que se requieren mínimo 334 socios.

Se realiza el cálculo del FCI (ver anexo A.12) con 351 asociados a la CER y mediante el FCI se calcula el VPN, la TIR y la TIRM como se puede ver en la siguiente tabla 8.10:

Ke	17,95 %
VPN	\$ 155.912.355,19
TIR	19,8 %
TIRM	18,7 %
PPD	15,8

Tabla 8.10: Cálculo VPN, TIR, TIRM y PPD.

Desde el punto de vista de los socios de la cooperativa la CER genera riqueza. Porque el VPN es mayor que 0 generando riqueza económica para el inversionista y retorno de la inversión, la TIR y la TIRM son mayores que el costo de capital k_e .

8.4.4. Selección del Modelo

Una vez analizados los tres escenarios, se concluye que el escenario más favorable para la CER, es en el que se realiza el mayor porcentaje de autoconsumo, debido a que la rentabilidad para los socios y para la CER es mayor en cuanto más se aprovecha la generación de energía producida por el generador fotovoltaico. Debido a que el precio de intercambio es menor casi en un 40% no se recomienda usar la energía para intercambio, es más rentable buscar más socios para autoconsumo o venta de energía al precio de bolsa horaria. Con el escenario de 100% autoconsumo el Periodo de Pago Descontado (PPD) es de 13 años, es menor que si se realiza la CER con un escenario mixto el cual se recupera la inversión en 22 años.

Sí se conforma la CER con el mínimo de asociados calculado en el escenario #3, de 334 la inversión inicial por acada uno es de \$2 542 771 COP. Por otro lado, si se aumenta el número de socios a 351 la inversión inicial es de \$2 419 616 COP. En el escenario que se busque el máximo número de asociados de 518 la inversión de cada uno es de \$1 639 547 COP. Esta inversión equivale al 70% de la inversión total, según la estructura financiera realizada para la CER.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las Cooperativas de Energías Renovables han demostrado ser un mecanismo para la descentralización de la energía, un camino para la transición energética, un incentivo para que los socios de las CER se vuelvan prosumers, tengan un ahorro de los costos de la energía y se puedan educar a los socios sobre el cooperativismo, el uso y generación de energía mediante FNCER y también acerca de la eficiencia energética.

De la investigación realizada se puede concluir, que en Colombia las CER son un camino para la transición energética y los retos que a futuro se plantea el país, para tener una producción de energía más limpia mediante el uso de los sistemas fotovoltaicos y aprovechamiento de la radiación solar en el país y en la ciudad de Cali. De igual forma, las CER pueden descentralizar la producción de energía de las grandes hidroeléctricas, ayudar a la problemática que se vive actualmente con el riesgo de grandes proyectos hidroeléctricos como Hidroituango.

Se concluye que los sistemas fotovoltaicos son una forma fácil de iniciar en el país las Cooperativas de Energías Renovables, puesto que los costos de inversión inicial son menores comparados con otros sistemas como el eólico. La instalación en los techos de las residencias facilita que los socios en los conjuntos residenciales conformen una cooperativa para generar autoconsumo y tengan un ahorro en sus consumos de energía. La inversión inicial mediante el cooperativismo en una planta fotovoltaica es menor, que si se realiza el montaje de forma individual.

La creación de la CER también genera puestos de trabajo, como se puede ver en el modelo. Esto ayuda a las comunidades locales y a sus ciudadanos que tengan oportunidades no solo de generar energía, sino de aportar a la ocupación laboral.

Para la generación de la CER, se pudo concluir que la estructura financiera 30/70, con el apalancamiento financiero es viable, para poder garantizar un flujo de capital y evitar que todo el proyecto sea 100 % con capital propio (que puede llegar a ser más difícil de conseguir), y la CER se vea afectada por la falta de capital durante su operación. A pesar de la coyuntura actual y la inflación al alza, que ha hecho que se incrementen las tasas de interés y el costo de capital en el último año. Es factible la creación de la cooperativa y genera riqueza para sus socios y el proyecto.

La Ley 174 de 2021 favorece la generación de las CER para tener un escenario de autoconsumo mediante sistemas fotovoltaicos. Las Cooperativas pueden ser constituidas en el marco legal Colombiano y favorecerse de las ventajas que la ley tiene para generar su propia energía y que sea rentable para que puedan perdurar en el tiempo. Como se puede observar en el escenario #2, en el cual la recuperación de la inversión se tiene en un periodo de 13 años y la CER es rentable desde el punto de vista de la cooperativa y de los socios inversionistas. En el escenario se plantea un ahorro para cada socio de la cooperativa del 25 % en consumo de energía.

No obstante, que las CER son rentables para autoconsumo, no lo son para que su producción sea inyectada a la red del OR. Como se pudo ver en el escenario #1, el proyecto de inyección de energía no es rentable por el bajo costo que se paga por el *kWh* por parte del OR. En este apartado, se encuentra una gran oportunidad para que se incentive mayormente a los ciudadanos con regulaciones (tarifas FIT), que faciliten económicamente el desarrollo de cooperativas para inyectar a la red y se pueda contribuir cuando se tengan fenómenos del niño y las hidroeléctricas vean disminuida su producción de energía, y de esta forma evitar usar las termoeléctricas que respaldan el sistema energético del país, contaminando y encareciendo el precio del *kWh*.

El uso mixto del sistema de generación es favorable para la cooperativa. Sin embargo, desde el punto de vista financiero, disminuye su rentabilidad y el beneficio para los socios, puesto que el ahorro económico solo es del 20 % para los socios (el cual es la contribución a otros estratos). En el escenario #3 se encuentran oportunidades para fortalecer la venta y la inyección a la red, para que los proyectos sean rentables con la venta de sus excedentes. De acuerdo a esto, se puede concluir que los beneficios tributarios de la Ley 174 de 2021, por sí solos, no son suficientes para que las CER puedan ser rentables y generen valor a los socios, si se desea usar el escenario #3.

Se puede concluir que las CERs son una alternativa para los socios para tener rentabilidad en la inversión y garantizar un precio de la electricidad más económico, en especial en tiempos de escasez en donde el precio del *kWh* aumenta.

Se recomienda evaluar los incentivos que tienen las FNCER, para que más proyectos comunitarios como las CER puedan tener auge dentro del país y más ciudadanos tengan interés en participar en Cooperativas energéticas para ayudar a hacer una transición progresiva para la generación de su propia energía.

La creación de la CER con generación fotovoltaica, debe realizarse dimensionando el generador para abarcar el mayor porcentaje de autoconsumo y disminuir el intercambio o venta de energía, para buscar su mayor rentabilidad con las regulaciones actuales y que la CER pueda perdurar en el tiempo y no se vea afectada por temas financieros. De acuerdo a lo anterior, es importante tener en cuenta la recomendación del presidente de REScoop Dirk Vansintjan, de iniciar la cooperativa con un proyecto rentable y que se pueda financiar a los trabajadores de la CER.

Para futuras investigaciones se recomienda evaluar, el impacto que generan la CERs en áreas que no estén en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y su viabilidad para las Zonas No Interconectadas (ZNI), comparada con otros sistemas de generación como los motores de combustión interna u otras fuentes de generación eléctrica. Adicionalmente, las CERs en el SIN por su característica cooperativa pueden ayudar a financiar e impartir conocimiento a estas cooperativas que nazcan en las zonas remotas del país.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] DANE. *DANE*. 2018. URL: <https://www.dane.gov.co/files/censo2018/infografias/info-CNPC-2018total-nal-colombia.pdf>.
- [2] DANE. *DANE*. 2005. URL: <https://www.dane.gov.co/files/censos/libroCenso2005nacional.pdf>.
- [3] IEA. *Central South America – Countries Regions - IEA*. 2020. URL: <https://www.iea.org/regions/central-south-america>.
- [4] *Pronóstico de demanda*. URL: <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/pronostico-de-demanda.aspx>.
- [5] ALCOGEN. *Acolgen – Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica*, 2020. URL: <https://www.acolgen.org.co/>.
- [6] Sebastian Zapata y col. “Assessing security of supply in a largely hydroelectricity-based system: The Colombian case”. En: *Energy* 156 (ago. de 2018), págs. 444-457. ISSN: 03605442. DOI: [10.1016/j.energy.2018.05.118](https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.118).
- [7] Patricia Dávila y col. *UPME2019*. URL: www.upme.gov.co.
- [8] REScoop. *The REScoop Model - REScoop*. 2020. URL: <https://www.rescoop.eu/the-rescoop-model>.
- [9] García Arbeláez y col. *COP21*. ISBN: 9789588915371. URL: www.wwf.org.co.
- [10] UPME. *PEN2050*. URL: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Demanda-y-Eficiencia-Energetica.aspx>.
- [11] Felipe Henao e Isaac Dynner. “Renewables in the optimal expansion of colombian power considering the Hidroitungo crisis”. En: *Renewable Energy* 158 (oct. de 2020), págs. 612-627. ISSN: 18790682. DOI: [10.1016/j.renene.2020.05.055](https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.055).
- [12] *UPME*. URL: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx>.
- [13] *IPSE*. URL: <https://ipse.gov.co/>.
- [14] *IEA*. URL: <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-electricity#abstract>.
- [15] Carmen Romero-Rubio y José Ramón de Andrés Díaz. “Sustainable energy communities: A study contrasting Spain and Germany”. En: *Energy Policy* 85 (oct. de 2015), págs. 397-409. ISSN: 03014215. DOI: [10.1016/j.enpol.2015.06.012](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.012).
- [16] IRENA. *IRENA*. URL: <https://www.irena.org/solar>.
- [17] Özgür Yildiz. “Financing renewable energy infrastructures via financial citizen participation - The case of Germany”. En: *Renewable Energy* 68 (ago. de 2014), págs. 677-685. ISSN: 09601481. DOI: [10.1016/j.renene.2014.02.038](https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.02.038).

- [18] Ostrom Elinor. *Governing the Commons. The Evolutions of Institutions for Collective Actions*. Press Syndicate of the University of Cambridge, 1990. ISBN: 0-521-40599-8.
- [19] Veronica De Crescenzo, Rossella Baratta y Francesca Simeoni. “Citizens’ engagement in funding renewable and energy efficiency projects: A fuzzy set analysis”. En: *Journal of Cleaner Production* 277 (dic. de 2020). ISSN: 09596526. DOI: [10.1016/j.jclepro.2020.124060](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124060).
- [20] Maksym KOLTUNOV. “Joint European Master in Comparative Local Development THE IMPACT OF RENEWABLE ENERGY COOPERATIVES MAKSYM KOLTUNOV July 2019 The Impact of Renewable Energy Cooperatives on the Welfare of Local Communities”. En: July (2019).
- [21] Alireza Aslani y Ali Mohaghar. *Business structure in renewable energy industry: Key areas*. 2013. DOI: [10.1016/j.rser.2013.07.021](https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.021).
- [22] Carine Sebi y Anne Lorène Vernay. “Community renewable energy in France: The state of development and the way forward”. En: *Energy Policy* 147 (dic. de 2020), págs. 111874. ISSN: 03014215. DOI: [10.1016/j.enpol.2020.111874](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111874).
- [23] B. Klagge y T. Meister. “Energy cooperatives in Germany—an example of successful alternative economies?” En: *Local Environment* 23 (7 jul. de 2018), págs. 697-716. ISSN: 14696711. DOI: [10.1080/13549839.2018.1436045](https://doi.org/10.1080/13549839.2018.1436045). URL: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/13549839.2018.1436045>.
- [24] Sevim Özgül, Günnur Koçar y Ahmet Eryaşar. “The progress, challenges, and opportunities of renewable energy cooperatives in Turkey”. En: *Energy for Sustainable Development* 59 (dic. de 2020), págs. 107-119. ISSN: 23524669. DOI: [10.1016/j.esd.2020.09.005](https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.09.005).
- [25] Alex Perez y John J. Garcia-Rendon. “Integration of non-conventional renewable energy and spot price of electricity: A counterfactual analysis for Colombia”. En: *Renewable Energy* 167 (abr. de 2021), págs. 146-161. ISSN: 18790682. DOI: [10.1016/j.renene.2020.11.067](https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.067).
- [26] Jessica Arias-Gaviria, Sandra Ximena Carvajal-Quintero y Santiago Arango-Aramburo. “Understanding dynamics and policy for renewable energy diffusion in Colombia”. En: *Renewable Energy* 139 (ago. de 2019), págs. 1111-1119. ISSN: 18790682. DOI: [10.1016/j.renene.2019.02.138](https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.138).
- [27] Ana María Rosso-Cerón y Viatcheslav Kafarov. “Barriers to social acceptance of renewable energy systems in Colombia”. En: *Current Opinion in Chemical Engineering* 10 (nov. de 2015), págs. 103-110. ISSN: 22113398. DOI: [10.1016/j.coche.2015.08.003](https://doi.org/10.1016/j.coche.2015.08.003).
- [28] Ingrid Mignon y Andreas Rüdinger. *The impact of systemic factors on the deployment of cooperative projects within renewable electricity production – An international comparison*. Nov. de 2016. DOI: [10.1016/j.rser.2016.07.026](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.026).

- [29] Anna Ebers Broughel y Nina Hampl. “Community financing of renewable energy projects in Austria and Switzerland: Profiles of potential investors”. En: *Energy Policy* 123 (dic. de 2018), págs. 722-736. ISSN: 03014215. DOI: [10.1016/j.enpol.2018.08.054](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.054).
- [30] Luan Thanh Nguyen y col. “Solar adoption and the decisive role of the feed-in tariff policy”. En: *Economics Letters* 227 (jun. de 2023), pág. 111129. ISSN: 0165-1765. DOI: [10.1016/J.ECONLET.2023.111129](https://doi.org/10.1016/J.ECONLET.2023.111129).
- [31] Ruixiaoxiao Zhang y Minhyun Lee. “Optimization of Feed-in Tariff mechanism for residential and industrial photovoltaic adoption in Hong Kong”. En: *Journal of Cleaner Production* 406 (jun. de 2023), pág. 137043. ISSN: 0959-6526. DOI: [10.1016/J.JCLEPRO.2023.137043](https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2023.137043).
- [32] Frank Pieter Boon y Carel Dieperink. “Local civil society based renewable energy organisations in the Netherlands: Exploring the factors that stimulate their emergence and development”. En: *Energy Policy* 69 (jun. de 2014), págs. 297-307. ISSN: 03014215. DOI: [10.1016/j.enpol.2014.01.046](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.01.046).
- [33] Iñigo Capellán-Pérez, Álvaro Campos-Celador y Jon Terés-Zubiaga. “Renewable Energy Cooperatives as an instrument towards the energy transition in Spain”. En: *Energy Policy* 123 (dic. de 2018), págs. 215-229. ISSN: 0301-4215. DOI: [10.1016/J.ENPOL.2018.08.064](https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.08.064).
- [34] *The REScoop Model - REScoop*. URL: <https://www.rescoop.eu/the-rescoop-model>.
- [35] *La DGRV – Confederación Alemana de Cooperativas*. URL: <https://www.dgrv.coop/es/>.
- [36] *Solar PV – Analysis - IEA*. URL: <https://www.iea.org/reports/solar-pv>.
- [37] *Most efficient solar panels 2023 — Clean Energy Reviews*. URL: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>.
- [38] *Data and Tools | Photovoltaic Research | NREL*. URL: <https://www.nrel.gov/pv/data-tools.html>.
- [39] *CREG* /. URL: <https://www.creg.gov.co/>.
- [40] “ley₇9_de₁988”. En: ().
- [41] Osterwalder Alexander y Pigneur Yves. *Generación de Modelos de Negocio*. Grafos Arte sobre Papel, 2011. ISBN: 9788423427994.
- [42] *googlemaps*. URL: <https://www.google.com/maps>.
- [43] Tobajas Manuel Carlos. *Energía Solar Fotovoltaica*. ECOE Ediciones, segunda edición, 2020. ISBN: 978-958-771-886-7.
- [44] André Mermoud y Michel Viloz. *PVsyst 7.2*. 2022. URL: <https://www.pvsyst.com/>.

- [45] Julián Cantos Serano. *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*. Ediciones Paraninfo, S.A., segunda edición, 2022. ISBN: 9788413665092.
- [46] *Panel Solar 550W 24V Monocristalino PERC EcoGreen | AutoSolar*. URL: <https://autosolar.co/paneles-solares-24v/panel-solar-550w-24v-monocristalino-perc-ecogreen>.
- [47] *Coordenadas geográficas de Cali, Colombia - Latitud y longitud*. URL: <https://www.geodatos.net/coordenadas/colombia/cali>.
- [48] *IDEAM*. URL: <http://www.ideam.gov.co/web/guest>.
- [49] *Inflación total y meta | Banco de la República*. URL: <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/inflacion-total-y-meta>.
- [50] *Inicio - Observatorio Laboral para la Educación*. URL: <https://ole.mineducacion.gov.co/portal/>.
- [51] *¿En la constitución de entidades sin ánimo de lucro se deben pagar derechos de matrícula? - Cámara de Comercio de Bogotá*. URL: <https://www.ccb.org.co/Preguntas-frecuentes-CCB/Registros-Publicos/Fundaciones-y-Asociaciones-ESAL-ONG/En-la-constitucion-de-entidades-sin-animo-de-lucro-se-deben-pagar-derechos-de-matricula>.
- [52] *Planes corporativos para Pymes y medianas Empresas - Movistar*. URL: <https://www.movistar.com.co/pymes>.
- [53] *TES de largo plazo denominados en pesos | Banco de la República*. URL: <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/tes-largo-plazo-pesos>.
- [54] *Mercado accionario | Banco de la República*. URL: <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/mercado-accionario>.
- [55] *Histórico de la cotización de Celsia (CEL) - Investing.com*. URL: https://es.investing.com/equities/celsia-historical-data?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=19268912048&utm_content=646145933458&utm_term=dsa-1456167871416_&GL_Ad_ID=646145933458&GL_Campaign_ID=19268912048https://es.investing.com/equities/celsia-historical-data?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=19268912048&utm_content=646145933458&utm_term=dsa-1456167871416_&GL_Ad_ID=646145933458&GL_Campaign_ID=19268912048&ISP=1&gclid=Cj0KCQiApKagBhC1ARIsAFc7Mc6loLNINGiZwMI-Z81-b8b8NDwGxWJ-evymIFnsytJqneh5LaonurkaAu96EALw_wcB.
- [56] *Manual de Estrategias de Finanzas Corporativas para 2023*. URL: https://investigaciones.corficolombiana.com/finanzas-corporativas/analisis-especiales/manual-de-estrategias-de-finanzas-corporativas-para-2023/informe_1248865.

- [57] *Mejores tasas de crédito para pymes 2022 - Rankia*. URL: <https://www.rankia.co/blog/mejores-creditos-y-prestamos-colombia/3927261-mejores-tasas-credito-para-pymes>.
- [58] *Tasas de captación semanales y mensuales | Banco de la República*. URL: <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/tasas-captacion-semanales-y-mensuales>.
- [59] *IPCV7*. URL: <https://apps.dane.gov.co/pentaho/api/repos/%3Apublic%3AIPC%3AIPCV7.wcdf/generatedContent>.
- [60] *Portal de indicadores*. URL: <https://www.xm.com.co/portal-de-indicadores>.
- [61] “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”. En: (). URL: <http://www1.upme.gov.co/sgic/>.
- [62] *Colombia - Countries Regions - IEA*. URL: <https://www.iea.org/countries/colombia>.

Appendices

A. DISEÑO FOTOVOLTAICO

A.1. Áreas Conjunto al sur de Cali

El área de los conjuntos se calcularon usando la aplicación de medición de Google Maps [42]:

A.1.1. Palmas del Ingenio

El conjunto Palmas del ingenio cuenta con la siguiente área disponible A.1:

$$A_1 = 76,89 \text{ m} * 8,69 \text{ m} = 668,17 \text{ m}^2$$

$$A_2 = 76,89 \text{ m} * 6,34 \text{ m} = 487,48 \text{ m}^2$$

$$A_3 = 116,73 \text{ m} * 8,63 \text{ m} = 1007,38 \text{ m}^2$$

$$A_4 = 61,64 \text{ m} * 8,39 \text{ m} = 517,15 \text{ m}^2$$

$$A_{total} = 26880,19 \text{ m}^2$$



Figura A.1: Área conjunto Palmas del Ingenio (Fuente: [42])

A.1.2. Condominio Melao

El conjunto Condominio Melao cuenta con 14 casas tipo 1 y 40 casas tipo 2. A continuación se calcula el área disponible A.2:

$$A_1 = (4,94 \text{ m} * 5,32 \text{ m}) * 2 = 52,56 \text{ m}^2$$

$$A_2 = (4,94 \text{ m} * 6,15 \text{ m}) * 2 = 60,76 \text{ m}^2$$

$$A_{total} = 52,56 \text{ m} * 14 + 60,76 \text{ m} * 40$$

$$A_{total} = A_1 * 14 + A_2 * 40$$

$$A_{total} = 3166,32 \text{ m}^2$$



Figura A.2: Área Condominio Melao (Fuente: [42])

A.1.3. Brisas del Limonar

El conjunto Brisas del Limonar cuenta con la siguiente área disponible A.3:

$$A_1 = 68,85 \text{ m} * 5,37 \text{ m} = 369,72 \text{ m}^2$$

$$A_2 = 67,84 \text{ m} * 3,77 \text{ m} = 255,75 \text{ m}^2$$

$$A_3 = 46,01 \text{ m} * 5,37 \text{ m} = 247,07 \text{ m}^2$$

$$A_4 = 36,30 \text{ m} * 3,77 \text{ m} = 136,85 \text{ m}^2$$

$$A_{total} = 1009,39 \text{ m}^2$$

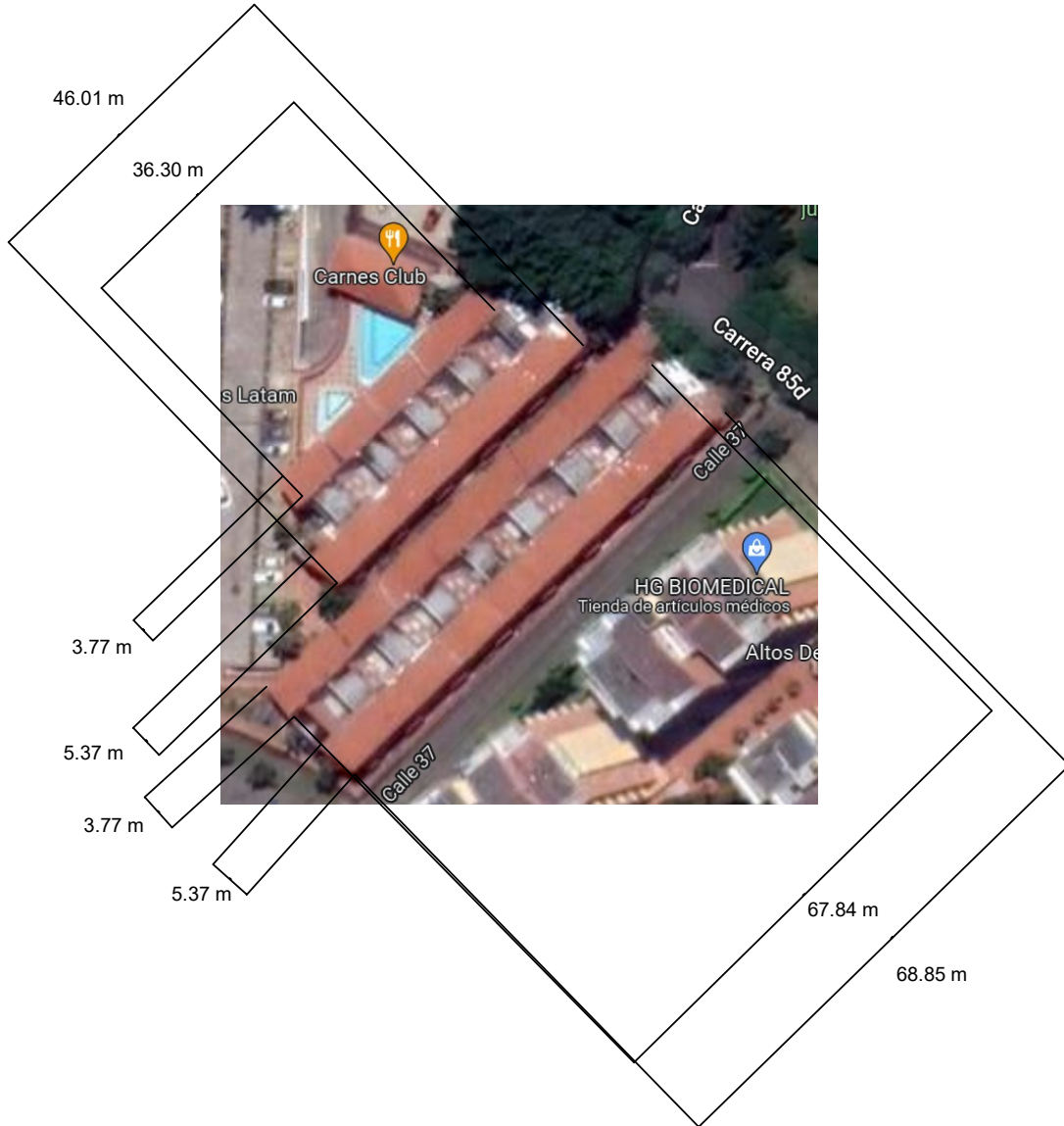


Figura A.3: Área conjunto Brisas del Limonar (Fuente: [42])

A.2. Ficha técnica panel fotovoltaico

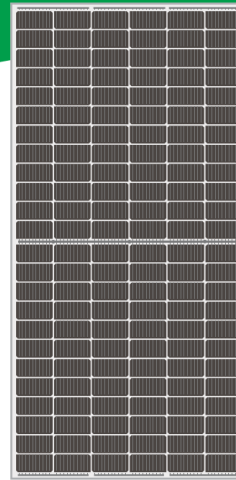


ATLAS by Eco Green Energy

530-550W

M10 / 182 mm Cell - 144 Half-cell

Founded in 2008, Eco Green Energy is a french brand solar PV manufacturer and distributing now its PV module in more than 60 countries over the world. Atlas series solar modules are made only with grade A cells for highest power generation, lowest LCOE, and ensured more than 25 years lifespan.



KEY FEATURES

Ga Gallium-doped Technology

\$ Lower LCOE and BOS

anti PID/ Low LID protection

globe Less Hot Spot Shading effects

graph Lower temperature coefficient

144-Cell
MONOCRYSTALLINE MODULE

21.28%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

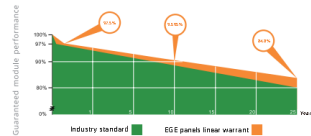
GRADE A
CELLS GUARANTEED

 French Quality Module



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12-Year Product Warranty - 25-Year Linear Power Warranty



Eco Green Energy Group Ltd. 2018. All rights reserved.
Add: 320 Xing Cheng Road, Zhong Chuan District, Nanjing, Jiangsu, China
Tel: +86 513 66690088 / E mail: info@eco.greenenergy.com

COMPREHENSIVE CERTIFICATES

IEC 61215/ IEC 61730 / IEC 61701 / IEC 62716
ISO 9001 : Quality Management Systems



Facebook: www.facebook.com/ECE.Nanjing
LinkedIn: www.linkedin.com/company/eco-green-energy/
Website: www.eco.greenenergy.com

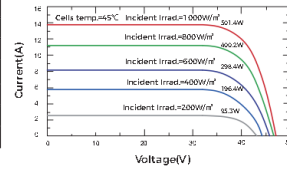


ELECTRICAL DATA AT STC*

Power output (Pmax)	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Power tolerance	0~+5 W	0~+5 W	0~+5 W	0~+5 W	0~+5 W
Module efficiency	20.51 %	20.70 %	20.89 %	21.09 %	21.28 %
Maximum power voltage (Vmp)	40.58 V	40.68 V	40.79 V	40.89 V	40.98 V
Maximum power current (Imp)	13.06 A	13.15 A	13.24 A	13.33 A	13.42 A
Open circuit voltage (Voc)	49.29 V	49.39 V	49.49 V	49.59 V	49.68 V
Short circuit current (Isc)	13.64 A	13.73 A	13.83 A	13.92 A	14.01 A

*Standard Test Conditions: Irradiance: 1 000 W / m² • Cell temperature: 25°C • AM: 1.5

PV MODULE : EGE-540W-144M(M10)

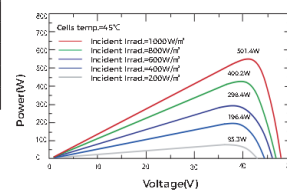


ELECTRICAL DATA AT NMOT*

Power output (Pmax)	395.18 W	398.91 W	402.64 W	406.37 W	410.10 W
Maximum power voltage (Vmp)	38.05 V	38.14 V	38.24 V	38.33 V	38.42 V
Maximum power current (Imp)	10.37 A	10.44 A	10.52 A	10.59 A	10.66 A
Open circuit voltage (Voc)	45.71 V	45.80 V	45.90 V	45.99 V	46.07 V
Short circuit current (Isc)	11.09 A	11.16 A	11.24 A	11.32 A	11.39 A

*Nominal Operating Cell Temperature: Irradiance: 800 W / m² • Ambient temperature: 20°C • AM: 1.5 • Wind speed: 1 m/s

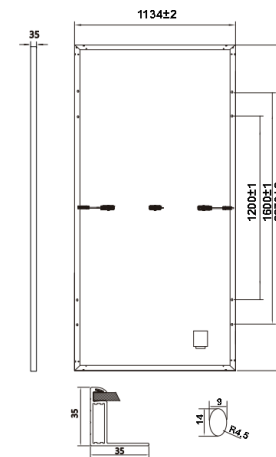
PV MODULE : EGE-540W-144M(M10)



MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Monocrystalline (182x91 mm)
Number of cells	144
Dimensions	2279x1134x35mm (1.5mm Cell Gap)
Weight	29 kg
Glass	3.2 mm tempered glass, High transmission (>94%), Anti-Reflective Coating
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction box	IP68 rated (3 by pass diodes)
Cable	4.0mm ² ; 300mm(+)/ 300mm(-); Length can be customized
Connector	MC4 or MC4 compatible
Max front load (e.g.: snow)	5400 Pa
Max back load (e.g.: wind)	2400 Pa

Dimension of PV Module (mm)



TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NOCT	45°C ±2 °C
Temperature coefficient of Pmax	-0.35%/°C
Temperature coefficient of Voc	-0.28%/°C
Temperature coefficient of Isc	+0.048%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operating temperature range	-40 °C ~+85 °C
Maximum system voltage	1500 DC (IEC)
Max series fuse rating	25 A

PACKAGING (2279x1134x35mm)

Type	Pcs	Weight
Per Pallet	31 pcs	940 kg
40ft HQ Container	620 pcs (20 pallets)	18.80 t



Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice. Refer to our website for further information or contact one of our sales staff. www.eco-greenenergy.com

Figura A.4: Ficha técnica panel fotovoltaico (Fuente: [46])

A.3. Ficha técnica inversor

MAX 125~150KTL3-X MV

- Hasta 10 MPPTs, diseño sin fusibles
- Escáner y diagnóstico inteligente de curvas I/V
- Monitoreo inteligente de cadenas
- SPD CA&CD tipo II SPD
- Protección AFCI

Topology Diagram

The topology diagram illustrates the internal circuitry of the inverter. It starts with multiple MPPT (Maximum Power Point Tracking) stages, labeled MPPT 1 and MPPT 10, which are connected to a DC link. The DC link includes a DC SPD (Surge Protection Device) and a DC Switch. The DC link is connected to a DC/AC converter stage, which consists of a DC/AC converter and an AC EMI Filter. The AC EMI Filter is connected to the AC output terminals, labeled L1, L2, L3, N, and PE. The diagram also shows a Current Sensor and a DC SPD connected to the DC link.

Primary Specification

Hoja de datos	MAX 125KTL3-X MV	MAX 136KTL3-X MV	MAX 150KTL3-X MV
Datos de entrada (CD)			
Máxima potencia PV recomendada (STC)	187500W	204000W	204000W
Máximo voltaje CD		1100V	
Voltaje de arranque		195V	
Voltaje nominal		720V	
Rango de voltaje de MPPT		180V-1000V	
Número de MPPTs		10	
Cadenas por MPPT		2	
Máxima corriente por MPPT		32A	
Corriente de corto circuito por MPPT		43A	
Salida (CA)			
Potencia nominal CA	125000W	136000W	150000W
Potencia aparente máxima	137500VA	149600VA	165000VA
Voltaje nominal CA (Rango*)		277V/480V 400-480VAC	
Frecuencia de red CA (Rango*)		50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)	
Corriente máxima de salida	165.4A	179.9A	198.5A
Factor de potencia nominal garantizado		>0.99 / +0.8 ... -0.8	
Distorsión armónica total		<3%	
Tipo de conexión CA		3W+PE	
Eficiencia			
Máxima eficiencia		99.00%	
Eficiencia europea		98.50%	
Eficiencia de MPPT		99.90%	
Dispositivos de protección			
Protección de polaridad inversa CD		S	
Interruptor CD		S	
Protección contra sobretensión CA/CD		Tipo II/Tipo II	
Monitoreo de resistencia del aislamiento		S	
Protección de corto circuito CA		S	
Monitoreo de falta a tierra		S	
Monitoreo de red		S	
Protección anti-licia		S	
AFCI		S	
Datos generales			
Dimensiones		973/643/345mm	
Peso		84kg	
Rango de temperatura de operación		-30°C ... +60°C	
Autocconsumo (noche)		< 1W	
Topología		S/n transformador	
Enfriamiento		Enfriamiento nte giente	
Grado de protección		Ip66	
Humedad relativa		0-100%	
Altitud		4000m	
Conexión CD		Staub MC4/Amphenol UTIX	
Conexión CA		Term.noes de conexión OT (Máx. 240mm²)	
Pantalla		LED/WIFI+APP	
Comunicación RS485 / USB / PLC		S/S/Opc.ona	
Garantía: 5 años / 10 años		S/Opc.ona	
CE/IEC62116, IEC61727, CQC, VDE0126, VFR2014, EN50549-1, C10/C11, UNE206007, G99 RoHS, CEI 0-21/0-16, I41058/N4110, UNE206006, MEA, PEA, KSC8566			

SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO.,LTD. A: 2nd & 3rd Floor, Building 4, Jiayu Industrial Zone, Xibianling, Shangwu Village, Shiyao, Baoan District, Shenzhen
T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@growatt.com


Figura A.5: Ficha técnica inversor Growatt MAX150KTL3-X MV (Fuente: [46])

A.4. Evaluación Financiera

A.4.1. Cotización Generador Fotovoltaico

Copacabana, 16 de Febrero de 2023

Señor
Camilo E Isidro R
Colombia

 **ELECTROCONTROL**

Cotización N°160223-1-2023


REFERENCIA	CANTIDAD	PRECIO VENTA UNITARIO	VALOR TOTAL
Panel Solar Monocristalina Perc 550W - Marca Raisen	680	\$ 1.086.250	\$ 738.650.000
Inversor trifásico Growatt on grid MAX 150KTL3-x MV	2	\$ 29.800.000	\$ 59.600.000
Valor Total			\$ 798.250.000

Los productos aquí cotizados por ley 1715 del 2014 no les aplica el cobro del Iva

Validez de la oferta:	15 días
Fecha de despacho:	A convenir
Observaciones:	El precio incluye el despacho a ciudades capitales de Colombia
Forma de pago:	A convenir
GARANTIAS	PARA EFECTOS DE GARANTIA REVISAR FICHA TECNICA
En la presente cotización solo se cotiza los productos descritos en ella	

Para cualquier negociación se debe generar la orden de compra respectiva mencionando el consecutivo de la cotización

El Comprador se obliga a validar y verificar que los productos contenidos en la presente cotización y aquellos que requiera mediante una orden de compra o por cualquier otro medio, se ajusten a sus necesidades y requerimientos. ELECTROCONTROL S.A. no se hace responsable por el hecho que los productos no cumplan con especificaciones que no hayan sido requeridas de manera previa y expresa por el comprador.

Cordialmente,

Martín Dcampo
mocampo@electrocontrol.com.co
Tel: +57- 3218030481

A.4.2. Consumos hogares estrato 6

Consumos kW/h de hogares estrato 6 en la ciudad de Cali																					
Ítem	2022												2023		Consumo Promedio mes kWh	Consumo Promedio año kWh	Valor unitario kWh	Valor consumo \$	Contribución 20%	Costo Promedio mensual \$	Costo Promedio Anual
	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero									
1	100	119	121	101	102	86	98	122	92	87	105	84	101	1217	\$ 837,00	\$ 84.885,75	\$ 16.977,15	\$ 101.863	\$ 1.222.355		
2	198	200	197	210	221	183	273	331	187	112	163	95	198	2370	\$ 840,00	\$ 165.900,00	\$ 33.180,00	\$ 199.080	\$ 2.388.960		
3	202	197	187	203	178	126	128	120	116	116	122	200	158	1895	\$ 838,00	\$ 132.334,17	\$ 26.466,83	\$ 158.801	\$ 1.905.612		
4	115	121	98	105	108	99	95	96	107	101	105	118	106	1268	\$ 837,00	\$ 88.443,00	\$ 17.688,60	\$ 106.132	\$ 1.273.579		
5	102	99	89	94	98	92	100	100	92	94	89	67	93	1116	\$ 836,00	\$ 77.748,00	\$ 15.549,60	\$ 93.298	\$ 1.119.571		
6	212	224	199	206	199	192	189	165	227	175	222	147	196	2357	\$ 840,00	\$ 164.990,00	\$ 32.998,00	\$ 197.988	\$ 2.375.856		
7	143	150	149	141	140	145	140	145	140	147	134	147	143	1721	\$ 836,00	\$ 119.896,33	\$ 23.979,27	\$ 143.876	\$ 1.726.507		
8	178	187	167	175	179	178	183	186	160	145	175	168	173	2081	\$ 839,00	\$ 145.496,58	\$ 29.099,32	\$ 174.596	\$ 2.095.151		
Total													146	1753	\$ 838	\$ 122.462	\$ 24.492	\$ 146.954	\$ 1.763.449		

Figura A.6: Consumos hogares estrato 6

A.4.3. Generación anual del sistema fotovoltaico

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total generación en un año MWh
Generación de energía en MWh	41,5	36,7	40,7	36,6	35,6	38,2	38,8	38,8	42,1	39,3	35,3	39,6	463,2
Potencial del módulo kW	550												
Número de paneles	680												
Eficiencia panel	0,9												
Pérdidas	0,7												
kWh/m ² /mes	176,2	155,7	172,8	155,5	150,9	162,3	164,5	164,6	178,5	166,9	149,8	168,2	

Tabla A.1: Generación anual del sistema fotovoltaico. Fuente: [44].

A.4.4. Generación sistema fotovoltaico en 25 años

Año de generación	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
Generación de energía en MWh	463,2	449,6	447,5	445,4	443,4	441,3	439,3	437,2	435,1	433,1	431,0	428,5	425,9	423,4	420,8	418,3	415,7	413,2	410,6	408,1	405,5	403,0	400,4	397,9	395,3	392,8
Porcentaje de desempeño del panel	97,50%	97,06%	96,61%	96,17%	95,72%	95,28%	94,83%	94,39%	93,94%	93,50%	93,05%	92,50%	91,95%	91,40%	90,85%	90,30%	89,75%	89,20%	88,65%	88,10%	87,55%	87,00%	86,45%	85,90%	85,35%	84,80%

Tabla A.2: Generación del sistema fotovoltaico en 25 años. Fuente: [46].

A.4.5. Flujo de Caja Libre con inyección del 100 %

Flujo de Caja 100% inyección al SIN														
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Generación de energía en MWh		463,2	449,6	447,5	445,4	443,4	441,3	439,3	437,2	435,1	433,1	431,0	428,5	
Valor promedio del kWh		\$ 313	\$ 339	\$ 368	\$ 399	\$ 432	\$ 469	\$ 508	\$ 551	\$ 597	\$ 647	\$ 702	\$ 761	
Ingresos anual x inyección		\$ 144.981.600	\$ 152.545.762	\$ 164.616.612	\$ 177.638.852	\$ 191.687.130	\$ 206.841.924	\$ 223.189.986	\$ 240.824.839	\$ 259.847.235	\$ 280.366.018	\$ 302.498.141	\$ 325.999.857	
-Costo Inversor														
-Costo personal		\$ 148.714.104	\$ 161.220.960	\$ 174.779.643	\$ 189.478.611	\$ 205.413.762	\$ 222.689.059	\$ 241.417.209	\$ 261.720.397	\$ 283.731.082	\$ 307.592.866	\$ 333.461.426	\$ 361.505.532	
-Costo de mantenimiento		\$ 7.197.750	\$ 7.803.081	\$ 8.459.320	\$ 9.170.749	\$ 9.940.209	\$ 10.778.132	\$ 11.684.572	\$ 12.667.245	\$ 13.732.560	\$ 14.887.469	\$ 16.139.505	\$ 17.496.837	
-Seguro		\$ 3.084.750	\$ 3.344.177	\$ 3.625.423	\$ 3.930.321	\$ 4.260.861	\$ 4.619.199	\$ 5.007.674	\$ 5.428.819	\$ 5.885.383	\$ 6.380.344	\$ 6.916.931	\$ 7.498.644	
-Utilidad Bruta		\$ 14.015.004	\$ 19.822.456	\$ 22.247.774	\$ 24.940.929	\$ 27.920.501	\$ 31.244.467	\$ 34.919.469	\$ 38.991.621	\$ 43.501.731	\$ 48.494.680	\$ 54.019.720	\$ 60.501.156	
Gastos Administrativos		\$ 1.426.800	\$ 1.546.794	\$ 1.679.879	\$ 1.827.905	\$ 1.970.791	\$ 2.119.234	\$ 2.267.915	\$ 2.416.600	\$ 2.565.122	\$ 2.713.422	\$ 2.861.432	\$ 3.009.100	
=EBITDA		\$ 15.441.804	\$ 34.613.032	\$ 32.754.282	\$ 32.645.447	\$ 33.824.964	\$ 35.997.580	\$ 38.980.159	\$ 42.665.672	\$ 46.999.316	\$ 51.962.741	\$ 57.561.688	\$ 64.199.312	
-Gasto depreciación		\$ 322.851.045	\$ 235.109.472	\$ 156.747.485	\$ 104.503.548	\$ 69.672.516	\$ 46.450.666	\$ 30.968.659	\$ 20.646.805	\$ 13.765.225	\$ 9.177.275	\$ 6.118.490	\$ 4.079.197	
- Depreciación inversor 1		\$ 19.864.680	\$ 13.243.782	\$ 8.829.630	\$ 5.886.714	\$ 3.924.672	\$ 2.616.579	\$ 1.744.473	\$ 1.163.040	\$ 775.399	\$ 516.958.486	\$ 344.656.232	\$ 229.782.304	
- Depreciación inversor 2		\$ 123.390	\$ 133.767	\$ 145.017	\$ 157.213	\$ 170.434	\$ 184.768	\$ 200.307	\$ 217.153	\$ 235.415	\$ 255.214	\$ 276.677	\$ 299.946	
=Utilidad Operativa		\$ 358.280.919	\$ 282.966.286	\$ 198.331.397	\$ 143.035.710	\$ 107.422.152	\$ 85.064.825	\$ 71.693.292	\$ 64.475.517	\$ 61.539.940	\$ 61.656.975	\$ 64.026.834	\$ 68.508.292	
- Impuestos		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
=UO01		\$ 358.280.919	\$ 282.966.286	\$ 198.331.397	\$ 143.035.710	\$ 107.422.152	\$ 85.064.825	\$ 71.693.292	\$ 64.475.517	\$ 61.539.940	\$ 61.656.975	\$ 64.026.834	\$ 68.508.292	
+ Depreciación generador		\$ 322.851.045	\$ 235.109.472	\$ 156.747.485	\$ 104.503.548	\$ 69.672.516	\$ 46.450.666	\$ 30.968.659	\$ 20.646.805	\$ 13.765.225	\$ 9.177.275	\$ 6.118.490	\$ 4.079.197	
+ Depreciación inversor 1		\$ 19.864.680	\$ 13.243.782	\$ 8.829.630	\$ 5.886.714	\$ 3.924.672	\$ 2.616.579	\$ 1.744.473	\$ 1.163.040	\$ 775.399	\$ 516.958.486	\$ 344.656.232	\$ 229.782.304	
+ Depreciación inversor 2		\$ 123.390	\$ 133.767	\$ 145.017	\$ 157.213	\$ 170.434	\$ 184.768	\$ 200.307	\$ 217.153	\$ 235.415	\$ 255.214	\$ 276.677	\$ 299.946	
+ Amortización		\$ 123.390	\$ 133.767	\$ 145.017	\$ 157.213	\$ 170.434	\$ 184.768	\$ 200.307	\$ 217.153	\$ 235.415	\$ 255.214	\$ 276.677	\$ 299.946	
= Flujo Caja Bruto (FCB)		\$ 15.441.804	\$ 34.479.265	\$ 32.609.265	\$ 32.488.235	\$ 33.654.530	\$ 35.812.812	\$ 38.779.852	\$ 42.448.519	\$ 46.763.901	\$ 51.707.527	\$ 57.287.011	\$ 63.899.367	
- Inversión depreciable		\$ 968.650.000												
- Inversión Inversor 1		\$ 59.600.000												
- Inversión Inversor 2		\$ 172.452.750												
+ Cuentas a cobrar		\$ 12.081.800	\$ 12.712.147	\$ 13.718.051	\$ 14.803.238	\$ 15.973.928	\$ 17.236.827	\$ 18.599.166	\$ 20.068.737	\$ 21.653.941	\$ 23.363.835	\$ 25.208.178	\$ 27.166.655	
- Cuentas a pagar		\$ 13.249.717	\$ 14.364.018	\$ 15.572.032	\$ 16.881.640	\$ 18.301.386	\$ 19.840.533	\$ 21.509.121	\$ 23.318.038	\$ 25.270.085	\$ 27.405.057	\$ 29.709.822	\$ 32.208.418	
+ Requerimiento de CT		\$ 1.167.917	\$ 1.651.871	\$ 1.953.981	\$ 2.078.402	\$ 2.327.458	\$ 2.603.796	\$ 2.909.956	\$ 3.249.302	\$ 3.625.144	\$ 4.041.222	\$ 4.501.643	\$ 5.041.763	
- Inversión Capital de Trabajo		\$ 1.167.917	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
+ Valor del mercado del proyecto		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
= Flujo de Caja Libre		\$ 1.201.870.667	\$ 15.441.804	\$ 34.479.265	\$ 32.609.265	\$ 32.488.235	\$ 33.654.530	\$ 35.812.812	\$ 38.779.852	\$ 42.448.519	\$ 46.763.901	\$ 51.707.527	\$ 57.287.011	\$ 63.899.367

Figura A.7: Flujo de Caja Libre 100% inyección al SIN

A.4.6. Flujo de Caja Libre y del Inversionista con autoconsumo del 100%

Flujo de Caja 100% Autoconsumo

Inversión Inicial	\$	1.028.250.000
Costo Personal anual	\$	148.714.104
Monitoreo de Generación	\$	518.000
Internet fibra óptica	\$	1.426.800
Cámara y comercio	\$	700.000
Costo mantenimiento		0,70%
Seguro		0,30%
PC para electricidad		7,34% promedio 20 años
Inflación		8,41% promedio 20 años
Depreciación		33,33%
Impuesto renta		20%
Cuentas a cobrar		30 días
Cuentas a pagar		30 días
Costo Inversor	\$	59.600.000 \$ 172.452.750

Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Generación de energía en MWh		463,2	449,6	447,5	445,4	443,4	441,3	439,3	437,2	435,1	433,1	431,0	428,5	
Valor promedio del kWh	\$	796	863	926	1.044	1.099	1.192	1.292	1.401	1.519	1.646	1.785	1.935	
Ingresos anual x inversión	\$	368.707.200	387.943.855	418.641.608	451.758.869	487.485.482	526.026.106	567.601.371	612.440.112	660.825.708	713.007.510	769.292.397	829.660.339	
-Costo Inversor														
-Costo personal	\$	148.714.104	161.220.800	174.778.043	189.478.611	205.413.762	222.689.059	241.417.209	261.700.987	283.731.081	307.591.866	333.403.436	361.305.532	
-Costo de mantenimiento	\$	7.197.750	7.803.081	8.459.330	9.170.749	9.942.009	10.778.132	11.684.572	12.667.245	13.732.560	14.887.469	16.139.500	17.486.837	
-Seguro	\$	3.084.750	3.344.177	3.625.423	3.930.321	4.260.861	4.619.199	5.007.674	5.428.819	5.885.383	6.380.344	6.916.931	7.488.644	
-Utilidad Bruta	\$	209.710.596	215.575.636	231.777.222	249.179.189	267.868.850	287.939.716	309.491.915	332.632.652	357.476.882	384.146.832	412.774.535	442.559.326	
-Gastos Administrativos	\$	1.426.800	1.546.794	1.676.879	1.817.900	1.970.791	2.136.534	2.316.217	2.511.010	2.722.189	2.951.222	3.199.312	3.468.274	
-EBITDA	\$	208.283.796	207.785.069	221.270.713	241.474.570	261.973.887	283.186.603	305.431.225	329.658.601	355.979.097	380.678.514	409.230.568	438.861.170	
- Depreciación	\$	322.851.045	235.109.472	156.747.485	104.503.548	69.672.516	46.450.666	30.968.659	20.646.805	13.765.225	9.177.275	6.118.490	4.079.197	
- Depreciación Inversor 1	\$	19.864.680	13.243.782	8.829.630	5.886.734	3.924.672	2.616.579	1.744.473	1.163.040	775.399	516.958.486	344.656.232	229.782.304	
- Depreciación Inversor 2	\$	123.390	133.767	145.017	157.213	170.434	184.768	200.307	217.153	235.415	255.214	276.677	299.946	
-Amortización	\$	134.555.319	47.568.194	55.693.599	131.084.308	188.376.200	234.119.357	272.718.093	307.148.756	339.438.473	370.984.517	402.767.422	434.552.191	
-Impuestos	\$	-	-	11.138.720	26.216.862	37.675.240	46.823.871	54.543.619	61.429.751	67.887.695	74.196.903	80.553.484	86.910.438	
-UOUI	\$	134.555.319	47.568.194	46.554.879	104.867.446	150.700.962	187.295.486	218.174.474	245.719.004	271.550.779	296.787.614	322.219.937	347.641.752	
+ Depreciación generador	\$	322.851.045	235.109.472	156.747.485	104.503.548	69.672.516	46.450.666	30.968.659	20.646.805	13.765.225	9.177.275	6.118.490	4.079.197	
+ Depreciación Inversor 1	\$	19.864.680	13.243.782	8.829.630	5.886.734	3.924.672	2.616.579	1.744.473	1.163.040	775.399	516.958.486	344.656.232	229.782.304	
+ Depreciación Inversor 2	\$	123.390	133.767	145.017	157.213	170.434	184.768	200.307	217.153	235.415	255.214	276.677	299.946	
+ Amortización	\$	134.555.319	47.568.194	55.693.599	131.084.308	188.376.200	234.119.357	272.718.093	307.148.756	339.438.473	370.984.517	402.767.422	434.552.191	
-Flujo Caja Bruto (FCB)	\$	208.283.796	200.918.827	210.277.010	215.414.921	224.468.582	236.547.499	251.087.914	267.746.003	286.326.818	306.737.061	328.953.760	352.250.678	
- Inversión depreciable	\$	968.650.000												
- Inversión Inversor 1	\$	59.600.000												
- Inversión Inversor 2	\$	172.452.750												
+ Cuentas a cobrar	\$	30.725.600	32.328.655	34.886.801	37.646.572	40.623.790	43.835.509	47.300.114	51.037.426	55.068.809	59.417.292	64.107.700	69.088.362	
-Cuentas a pagar	\$	13.249.717	14.364.018	15.572.032	16.881.640	18.301.386	19.840.533	21.500.121	23.318.038	25.279.085	27.405.057	29.709.822	32.208.418	
+Requerimiento de CT	\$	17.475.883	17.964.636	19.314.769	20.764.932	22.322.404	23.994.976	25.790.993	27.719.388	29.789.724	32.012.236	34.397.878	36.979.944	
-Inversión Capital de Trabajo	\$	17.475.883	17.964.636	19.314.769	20.764.932	22.322.404	23.994.976	25.790.993	27.719.388	29.789.724	32.012.236	34.397.878	36.979.944	
+Valor del mercado del proyecto	\$	488.753	1.350.132	1.450.164	1.557.472	1.672.572	1.796.017	1.928.395	2.070.336	2.222.512	2.385.642	2.482.066	2.656.260	
-Flujo de Caja Libre	\$	1.218.178.633	207.795.043	199.568.695	208.826.846	213.857.449	222.796.010	234.751.682	249.150.519	265.675.667	284.104.305	304.351.419	326.471.695	349.594.418
Flujo Caja Libre Presente	\$	1.218.178.633	207.795.043	199.568.695	208.826.846	213.857.449	222.796.010	234.751.682	249.150.519	265.675.667	284.104.305	304.351.419	326.471.695	349.594.418

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
\$	425,9	423,4	420,8	418,3	415,7	413,2	410,6	408,1	405,5	403,0	400,4	397,9	395,3
\$	2.098	2.274	2.465	2.673	2.897	3.141	3.406	3.692	4.002	4.339	4.704	5.099	5.528
\$	893.440.191	962.784.947	1.037.474.359	1.117.916.935	1.204.552.093	1.297.852.470	1.398.326.403	1.506.520.587	1.623.022.936	1.748.465.647	1.883.528.489	2.028.942.335	2.185.492.951
\$	391.908.147	424.867.622	460.598.989	499.335.364	541.329.469	586.855.277	636.209.806	689.715.050	747.720.086	810.603.345	878.775.087	952.680.071	1.032.800.465
\$	18.988.321	20.563.557	22.292.952	24.167.789	26.200.300	28.403.746	30.792.501	33.382.150	36.189.589	39.231.133	42.532.640	46.109.635	49.987.455
\$	8.129.280	8.812.953	9.554.122	10.357.624	11.228.700	12.173.034	13.189.786	14.306.636	15.509.824	16.814.200	18.228.274	19.761.272	21.423.195
\$	474.434.442	508.540.815	542.575.545	584.026.157	632.793.624	670.420.414	718.217.311	769.116.751	823.603.438	881.814.969	943.992.488	1.010.391.357	1.081.281.836
\$	3.760.064	4.076.285	4.419.101	4.790.747	5.193.649	5.630.435	6.103.955	6.617.297	7.173.812	7.777.130	8.431.186	9.140.249	9.908.944
\$	470.521.182	504.362.394	530.677.943	560.944.493	595.051.419	632.756.577	670.667.307	709.928.376	749.581.989	790.672.579	833.317.683	877.557.287	923.375.629
\$	2.719.601	1.813.158	1.208.832	805.928	537.313	358.226	238.829	159.228	106.157	70.775	47.186	31.459	20.973
\$	153.195,8621	102.135,6813											
\$	325.171	352.518	382.165	414.305	449.148	486.921	527.871	572.265	620.393	672.568	729.131	790.451	856.928
\$	467.648.386	502.447.101	521.990.607	501.817.647	568.965.551	630.365.309	689.072.429	747.198.071	806.228.194	867.236.544	931.026.879	998.228.008	1.069.357.392
\$	91.529.877	100.489.420	50.298.122	100.363.529	113.793.110	126.073.062	137.814.468	149.438.814	161.245.639	173.447.309	186.205.376	199.645.002	213.871.478
\$	374.118.709	401.957.681	201.952.487	401.454.118	455.172.441	504.292.247	551.297.943	597.758.457	644.982.955	693.789.236	744.821.903	798.982.406	855.485.914
\$	2.719.601	1.813.158	1.208.832	805.928	537.313	358.226	238.829	159.228	106.157	70.775	47.186	31.459	20.973
\$	153.195,8621	102.135,6813											
\$	325.171	352.518	382.165	414.305	449.148	486.921	527.871	572.265	620.393	672.568	729.131	790.451	856.928
\$	377.316.676	404.225.492	260.661.986	440.995.268	481.707.457	522.170.617	563.380.693	606.061.028	650.756.743	697.897.838	747.841.439	800.900.137	857.361.078
\$	74.453.349	80.232.079	86.456.197	93.159.745	100.379.341	108.154.373	116.527.200	125.543.382	135.251.911	145.705.471	156.960.707	169.078.528	182.124.413
\$	34.917.146	37.853.678	41.037.172	44.488.398	48.229.872	52.286.005	56.683.258	61.450.320	66.618.292	72.220.890	78.294.667	84.879.248	92.017.593
\$	39.536.204	42.378.401	45.419.025	48.671.346	52.149.469	55.868.368	59.843.943	64.093.063	68.633.620	73.484.581	78.666.041	84.199.520	90.106.820
\$	2.842.198	3.040.623	3.252.322	3.478.122	3.718.899	3.975.575	4.249.120	4.540.557	4.850.961	5.181.460	5.533.239	5.907.540	6.306.820
\$	374.474.479	401.184.869	257.409.664	437.517.146	477.988.558	518.195.042	559.131.573	601.520.470	645.905.782	692.716.378	742.308.199	794.992.597	847.467.898
\$	40.817.362	36.874.220	19.950.728	28.594.636	26.342.839	24.082.076	21.911.408	19.877.523	17.998.513	16.277.155	14.708.314	13.288.035	11.949.172

Figura A.8: Flujo de Caja Libre 100% autoconsumo

Flujo de Caja Inversionista 100% Autoconsumo

Inversión Inicial	\$	1.028.250.000
Costo Personal anual	\$	148.714.104
Monitoreo de Generación	\$	518.000
Internet fibra óptica	\$	1.425.800
Cámara y comercio	\$	700.000
Costo mantenimiento		0,70%
Seguro		0,30%
PC para electricidad		7,26% promedio 20 años
Inflación		8,41%
Depreciación		33,33%
Impuesto renta		20%
Cuentas a cobrar		30 días
Cuentas a pagar		30 días
Financiación		30%
Capital propio		70%
Costo Inversor	\$	59.600.000
	\$	172.452.750

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Generación de energía en MWh		463,2	449,6	447,5	445,4	443,4	441,3	439,3	437,2	435,1	433,1	431,0	428,5
Valor promedio del KWh	\$	796	863	936	1.014	1.099	1.192	1.292	1.401	1.519	1.646	1.785	1.935
Ingresos anual x inversión	\$	368.707.200	387.943.855	418.641.608	451.758.809	487.485.482	526.026.106	567.601.371	612.449.112	660.825.708	713.007.510	769.292.397	829.600.339
-Costo Inversor													
-Costo personal	\$	148.714.104	161.220.960	174.779.643	189.478.611	205.413.762	222.689.059	241.417.209	261.720.397	283.731.082	307.592.866	333.461.426	361.505.532
-Costo de mantenimiento	\$	7.197.750	7.803.081	8.459.320	9.170.749	9.942.009	10.778.132	11.684.572	12.667.245	13.732.560	14.887.469	16.139.505	17.486.837
-Seguro	\$	3.084.750	3.344.177	3.625.423	3.930.221	4.260.861	4.619.199	5.007.674	5.428.819	5.885.383	6.380.344	6.915.931	7.488.644
-Utilidad Bruta	\$	209.710.596	215.575.636	231.777.222	249.170.189	267.568.850	287.939.716	309.491.915	332.632.652	357.476.682	384.146.832	412.774.535	442.559.326
-Gastos Administrativos	\$	1.426.800	1.546.794	1.676.879	1.817.905	1.970.791	2.136.534	2.316.217	2.511.010	2.722.186	2.951.122	3.199.312	3.468.374
-EBITDA	\$	208.283.796	206.785.060	221.707.713	241.474.570	261.973.287	283.186.603	305.481.225	328.958.601	353.979.097	380.678.751	409.236.568	438.861.170
-Gasto depreciación	\$	322.851.045	235.109.472	156.747.485	104.501.548	69.672.516	46.450.666	30.968.659	20.646.805	13.765.225	9.177.275	6.118.400	4.079.197
- Depreciación inversor 1	\$	19.864.680	13.243.782	8.829.630	5.886.714	3.924.672	2.616.579	1.744.473	1.163.040	775.399	516.958.486	344.656.232	229.782.946
- Depreciación inversor 2	\$	123.990	133.767	145.017	157.213	170.434	184.768	200.307	217.153	235.415	255.214	276.677	299.946
-Amortización	\$	134.555.319	47.568.194	55.693.599	131.084.308	188.376.200	234.119.357	272.718.093	307.148.756	339.438.473	370.984.517	402.767.422	434.552.191
-Utilidad Operativa	\$	217.614.093	114.739.930	8.396.546	131.084.308	188.376.200	234.119.357	272.718.093	307.148.756	339.438.473	370.984.517	402.767.422	434.552.191
-Intereses	\$	83.058.774	67.117.336	47.297.052									
-Utilidad Antes de Impuestos	\$	134.555.319	47.568.194	55.693.599	131.084.308	188.376.200	234.119.357	272.718.093	307.148.756	339.438.473	370.984.517	402.767.422	434.552.191
-Impuestos	\$	17.614.093	114.739.930	8.396.546	131.084.308	188.376.200	234.119.357	272.718.093	307.148.756	339.438.473	370.984.517	402.767.422	434.552.191
-SIQOI	\$	217.614.093	114.739.930	8.396.546	131.084.308	188.376.200	234.119.357	272.718.093	307.148.756	339.438.473	370.984.517	402.767.422	434.552.191
+ Depreciación generador	\$	322.851.045	235.109.472	156.747.485	104.501.548	69.672.516	46.450.666	30.968.659	20.646.805	13.765.225	9.177.275	6.118.400	4.079.197
+ Depreciación inversor 1	\$	19.864.680	13.243.782	8.829.630	5.886.714	3.924.672	2.616.579	1.744.473	1.163.040	775.399	516.958.486	344.656.232	229.782.946
+ Depreciación inversor 2	\$	123.990	133.767	145.017	157.213	170.434	184.768	200.307	217.153	235.415	255.214	276.677	299.946
+ Amortización	\$	134.555.319	47.568.194	55.693.599	131.084.308	188.376.200	234.119.357	272.718.093	307.148.756	339.438.473	370.984.517	402.767.422	434.552.191
- Flujo Caja Bruto (FCB)	\$	125.225.022	131.747.091	172.439.368	215.414.921	224.648.582	236.547.499	251.087.914	267.746.003	286.326.818	306.737.061	328.953.760	352.250.678
- Inversión depreciable	\$	678.055.000											
- Inversión Inversor 1	\$	41.720.000											
- Inversión Inversor 2	\$	120.714.905											
+ Cuentas a cobrar	\$	30.725.600	32.328.655	34.886.801	37.646.572	40.623.790	43.835.509	47.300.114	51.037.426	55.068.809	59.417.292	64.107.700	69.088.362
- Cuentas a pagar	\$	13.249.717	14.364.018	15.572.032	16.881.640	18.301.366	19.845.533	21.509.121	23.318.038	25.270.085	27.365.057	29.709.822	32.288.418
-Requerimiento de CT	\$	17.475.883	17.964.636	19.314.769	20.764.932	22.322.404	23.994.976	25.790.993	27.719.388	29.789.724	32.012.236	34.397.878	36.979.944
-Inversión Capital de Trabajo	\$	12.233.118	488.753	1.350.132	1.450.164	1.557.472	1.672.572	1.796.017	1.928.395	2.070.336	2.222.512	2.385.642	2.562.600
+Valor del mercado del proyecto	\$	563.294.970	579.182.008	599.056.691									
-Pago Capital	\$	852.725.043	61.441.299	53.214.951	71.932.513	213.857.449	222.796.010	234.751.482	249.159.519	265.675.667	284.104.305	304.351.419	326.471.695
Flujo de Caja Inversionista	\$	52.090.970	38.250.558	43.836.048	51.492.450	57.952.778	64.297.824	71.180.764	78.449.805	86.299.917	94.779.829	103.909.001	113.615.774
Flujo de Caja Inversionista Presente	\$												

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
\$	425,9	423,4	420,8	418,3	415,7	413,2	410,6	408,1	405,5	403,0	400,4	397,9	395,3
\$	2.088	2.274	2.465	2.673	2.897	3.141	3.405	3.692	4.002	4.338	4.704	5.099	5.528
\$	893.440.191	962.784.947	1.037.474.359	1.117.916.935	1.204.552.093	1.297.852.470	1.398.326.403	1.506.520.587	1.623.022.936	1.748.465.647	1.883.528.489	2.028.942.335	2.185.492.951
\$	391.908.147	424.867.622	460.598.989	499.335.364	541.329.409	586.855.277	636.209.806	689.715.050	747.720.086	810.603.345	878.775.087	952.680.071	1.032.800.465
\$	18.968.321	20.563.567	22.292.952	24.167.789	26.200.300	28.403.746	30.792.501	33.382.150	36.189.589	39.231.123	42.532.640	46.109.635	49.987.455
\$	8.129.280	8.812.953	9.554.122	10.357.624	11.228.700	12.173.034	13.196.786	14.306.636	15.509.824	16.814.200	18.228.274	19.761.272	21.423.195
\$	474.434.442	508.540.815	572.575.545	584.056.157	625.793.624	670.420.414	718.127.311	769.116.751	823.603.438	881.814.969	943.992.488	1.010.391.357	1.081.281.836
\$	3.760.064	4.076.285	4.419.101	4.790.747	5.193.649	5.630.435	6.103.955	6.617.297	7.173.812	7.777.130	8.431.186	9.140.249	9.908.944
\$	470.521.182	504.362.394	510.677.943	540.944.493	595.051.419	647.756.797	700.667.307	754.928.376	811.381.989	870.672.579	933.317.683	999.755.287	1.070.375.629
\$	2.719.601	1.813.158	1.208.832	805.928	537.313	358.226	238.829	159.228	106.157	70.775	47.186	31.459	20.973
\$	153.195.862	102.135.683											
\$	57.478.502	38.320.917	25.548.555	17.033.222	11.356.049	7.571.078	5.047.638	3.365.260	2.243.619	1.495.821	997.263	656.928	434.552
\$	325.171	352.518	382.165	414.305	449.148	486.921	527.871	572.265	620.393	672.568	729.131	790.451	856.928
\$	467.648.386	502.447.101	551.990.609	601.827.647	658.965.551	724.365.309	799.056.691	884.228.194	980.228.473	1.097.236.544	1.237.236.544	1.408.236.544	1.619.236.544
\$	467.648.386	502.447.101	551.990.609	601.827.647	658.965.551	724.365.309	799.056.691	884.228.194	980.228.473	1.097.236.544	1.237.236.544	1.408.236.544	1.619.236.544
\$	93.529.677	100.489.420	50.398.122	100.363.529	113.793.110	126.073.062	137.814.486	149.439.614	161.245.639	173.447.309	186.205.376	199.645.602	213.871.478
\$	374.118.709	401.957.881	201.592.487	401.454.118	455.172.441	504.292.247	551.257.943	597.758.457	644.962.555	693.789.236	744.821.303	798.582.406	855.485.914
\$	2.719.601	1.813.158	1.208.832	805.928	537.313	358.226	238.829	159.228	106.157	70.775	47.186	31.459	20.973
\$	153.195.862	102.135.683											
\$	57.478.502	38.320.917	25.548.555	17.033.222	11.356.049	7.571.078	5.047.638	3.365.260	2.243.619	1.495.821	997.263	656.928	434.552
\$	325.171	352.518	382.165	414.305	449.148	486.921	527.871	572.265	620.393	672.568	729.131	790.451	856.928
\$	377.316.676	404.225.492	260.661.986	440.995.268	481.707.457	522.170.617	563.380.693	606.061.028	650.756.743	697.897.838	747.841.439	800.900.137	857.361.078
\$	74.453.349	80.232.079	86.456.197	93.159.745	100.379.341	108.154.373	116.527.200	125.543.382	135.251.911	145.705.471	156.960.707	169.078.538	182.134.413
\$	34.917.146	37.853.678	41.037.172	44.488.398	48.229.872	52.286.005	56.683.258	61.450.320	66.618.292	72.220.890			

A.4.7. Ahorro de cada hogar para el escenario de 100 % autoconsumo

Año	Costos por cada Hogar sin CER					Costos por cada Hogar con CER						
	Consumo Promedio año kWh	51% de la energía	Valor unitario kWh	Costo anual	Costo +20% contribución	Generación kWh/año	Número de hogares	Consumo Promedio año/hogar kWh	Valor unitario kWh	Costo energía CER/año	Ahorro	Porcentaje de ahorro
1	1753	894	838	\$ 749.251	\$ 899.101	463200	518	894	796	\$ 711.790	\$ 187.311	26%
2	1802	919	908	\$ 835.006	\$ 1.002.007	449559	489	919	863	\$ 793.341	\$ 208.666	26%
3	1853	945	985	\$ 930.576	\$ 1.116.692	447498	474	944	936	\$ 883.210	\$ 233.481	26%
4	1905	971	1068	\$ 1.037.085	\$ 1.244.502	445436	459	970	1014	\$ 984.224	\$ 260.278	26%
5	1958	999	1158	\$ 1.155.785	\$ 1.386.942	443375	444	999	1099	\$ 1.097.940	\$ 289.001	26%
6	2013	1026	1255	\$ 1.288.070	\$ 1.545.684	441314	430	1026	1192	\$ 1.223.317	\$ 322.367	26%
7	2069	1055	1360	\$ 1.435.495	\$ 1.722.595	439253	416	1056	1292	\$ 1.364.426	\$ 358.168	26%
8	2127	1085	1475	\$ 1.599.795	\$ 1.919.754	437191	403	1085	1401	\$ 1.519.725	\$ 400.029	26%
9	2187	1115	1599	\$ 1.782.899	\$ 2.139.479	435130	390	1116	1519	\$ 1.694.425	\$ 445.054	26%
10	2248	1146	1733	\$ 1.986.960	\$ 2.384.352	433069	378	1146	1646	\$ 1.886.263	\$ 498.089	26%
11	2311	1178	1879	\$ 2.214.378	\$ 2.657.253	431008	366	1178	1785	\$ 2.101.892	\$ 555.361	26%
12	2375	1211	2037	\$ 2.467.824	\$ 2.961.388	428460	354	1210	1935	\$ 2.341.978	\$ 619.410	26%
13	2442	1245	2208	\$ 2.750.278	\$ 3.300.334	425912	342	1245	2098	\$ 2.612.398	\$ 687.935	26%
14	2510	1280	2394	\$ 3.065.060	\$ 3.678.073	423365	331	1279	2274	\$ 2.908.716	\$ 769.357	26%
15	2581	1316	2595	\$ 3.415.871	\$ 4.099.046	420817	320	1315	2465	\$ 3.242.107	\$ 856.938	26%
16	2653	1353	2814	\$ 3.806.834	\$ 4.568.201	418270	309	1354	2673	\$ 3.617.854	\$ 950.347	26%
17	2727	1391	3050	\$ 4.242.545	\$ 5.091.054	415722	299	1390	2897	\$ 4.028.602	\$ 1.062.451	26%
18	2803	1430	3307	\$ 4.728.124	\$ 5.673.749	413174	289	1430	3141	\$ 4.490.839	\$ 1.182.910	26%
19	2882	1470	3585	\$ 5.269.281	\$ 6.323.137	410627	279	1472	3405	\$ 5.011.923	\$ 1.311.214	26%
20	2963	1511	3887	\$ 5.872.375	\$ 7.046.850	408079	270	1511	3692	\$ 5.579.706	\$ 1.467.144	26%
21	3046	1553	4213	\$ 6.544.497	\$ 7.853.396	405532	261	1554	4002	\$ 6.218.479	\$ 1.634.917	26%
22	3131	1597	4568	\$ 7.293.546	\$ 8.752.255	402984	252	1599	4339	\$ 6.938.356	\$ 1.813.899	26%
23	3219	1641	4952	\$ 8.128.327	\$ 9.753.993	400436	244	1641	4704	\$ 7.719.379	\$ 2.034.614	26%
24	3309	1687	5368	\$ 9.058.653	\$ 10.870.384	397889	236	1686	5099	\$ 8.597.213	\$ 2.273.171	26%
25	3401	1735	5820	\$ 10.095.460	\$ 12.114.552	395341	228	1734	5528	\$ 9.585.495	\$ 2.529.056	26%
Total											\$ 22.951.171	

Figura A.10: Ahorro de cada hogar para el escenario de 100 % autoconsumo

A.4.8. Flujo de Caja Libre y del Inversionista con autoconsumo, intercambio y Venta

Flujo de Caja Autoconsumo + Intercambio + Venta

Inversión Inicial	\$	1.028.250.000
Costo Personal anual	\$	148.714.104
Monitoreo de Generación	\$	518.000
Internet fibra óptica	\$	1.426.800
Cámara y comercio	\$	700.000
Costo mantenimiento		0,70%
Seguro		0,30%
IPC para electricidad		7,34% promedio 20 años
Inflación		8,41% promedio 20 años
Depreciación		33,33%
Impuesto renta		20%
Cuentas x cobrar		30 días
Cuentas x pagar		30 días
Costo Inversor	\$	59.600.000
Variación consumo energía		2,3%
Consumo energía en el día		51%
Crecimiento de la cooperativa		0,20%

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Generación de energía en kWh	463200	449559	447498	445436	443375	441314	439253	437191	435130	433069	431008	428947	426886
Ingreso autoconsumo													
Valor promedio del \$/kWh	\$ 838	\$ 908	\$ 985	\$ 1.068	\$ 1.158	\$ 1.255	\$ 1.360	\$ 1.475	\$ 1.599	\$ 1.733	\$ 1.879	\$ 2.037	\$ 2.207
Consumo promedio kWh	1753	1802	1853	1905	1958	2013	2069	2127	2187	2248	2311	2375	2439
Número de socios	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363
Consumo total socios kWh	615349	634381	653996	674212	695048	716522	738654	761463	784971	809198	834166	859878	886398
Consumo 51% energía/año kWh	313828	323534	333538	343848	354475	365426	376714	388346	400335	412691	425425	438548	452079
Ingreso autoconsumo \$	\$ 262.987.697	\$ 293.922.910	\$ 328.494.377	\$ 367.129.223	\$ 410.304.713	\$ 458.554.130	\$ 512.473.351	\$ 572.728.186	\$ 640.062.580	\$ 715.307.780	\$ 799.392.573	\$ 872.804.729	\$ 946.639.516
Intercambio de energía kWh	149372	126025	113960	101588	88900	75887	62539	48845	34795	20378	5583	0	0
Precio \$/ kWh intercambio	\$ 313	\$ 339	\$ 368	\$ 399	\$ 432	\$ 469	\$ 508	\$ 551	\$ 597	\$ 647	\$ 702	\$ 761	\$ 824
Ingreso intercambio \$	\$ 46.753.498	\$ 42.763.100	\$ 41.921.218	\$ 40.513.020	\$ 38.434.893	\$ 35.568.125	\$ 31.776.909	\$ 26.906.078	\$ 20.778.574	\$ 13.192.587	\$ 3.918.337	\$ -	\$ -
Venta de energía kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Precio prom. de la bolsa \$/kWh	\$ 500	\$ 542	\$ 588	\$ 637	\$ 691	\$ 749	\$ 812	\$ 880	\$ 954	\$ 1.034	\$ 1.121	\$ 1.215	\$ 1.315
Ingreso Venta	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos anual	\$ 309.741.196	\$ 336.686.010	\$ 370.415.595	\$ 407.642.244	\$ 448.739.606	\$ 494.122.256	\$ 544.250.260	\$ 599.634.264	\$ 660.841.154	\$ 728.500.368	\$ 803.310.910	\$ 872.804.729	\$ 946.639.516
-Costo inversor													
-Costo personal	\$ 148.714.104	\$ 161.220.960	\$ 174.779.643	\$ 189.478.611	\$ 205.413.762	\$ 222.689.059	\$ 241.417.209	\$ 261.720.397	\$ 283.731.082	\$ 307.592.866	\$ 333.461.426	\$ 361.505.532	\$ 391.249.837
-Costo de mantenimiento	\$ 7.197.750	\$ 7.803.081	\$ 8.459.320	\$ 9.170.749	\$ 9.942.009	\$ 10.778.132	\$ 11.684.572	\$ 12.667.245	\$ 13.732.560	\$ 14.882.669	\$ 16.139.505	\$ 17.498.644	\$ 18.973.726
-Seguro	\$ 3.084.750	\$ 3.344.177	\$ 3.625.423	\$ 3.930.321	\$ 4.260.861	\$ 4.619.199	\$ 5.007.674	\$ 5.428.819	\$ 5.885.383	\$ 6.380.344	\$ 6.914.931	\$ 7.490.644	\$ 8.119.996
-Utilidad Bruta	\$ 150.744.592	\$ 164.317.792	\$ 183.551.210	\$ 205.062.568	\$ 229.122.974	\$ 256.035.866	\$ 286.140.804	\$ 319.817.803	\$ 357.492.129	\$ 399.639.689	\$ 446.793.049	\$ 498.393.746	\$ 555.649.119
-Gastos Administrativos	\$ 1.426.800	\$ 1.546.794	\$ 1.676.879	\$ 1.817.905	\$ 1.970.931	\$ 2.136.934	\$ 2.316.917	\$ 2.511.010	\$ 2.722.186	\$ 2.951.122	\$ 3.199.312	\$ 3.468.914	\$ 3.750.486
-EBITDA	\$ 149.317.792	\$ 162.770.998	\$ 181.874.331	\$ 203.244.663	\$ 227.152.043	\$ 253.864.932	\$ 284.423.887	\$ 318.306.793	\$ 355.270.943	\$ 396.688.567	\$ 442.593.737	\$ 493.924.832	\$ 550.148.732
-Gasto depreciación	\$ 322.851.045	\$ 235.109.472	\$ 156.747.485	\$ 104.503.548	\$ 69.672.516	\$ 46.450.666	\$ 30.968.659	\$ 20.646.805	\$ 13.765.225	\$ 9.177.275	\$ 6.118.490	\$ 4.079.197	\$ 2.959.946
-Depreciación Inversor 1	\$ 19.864.680	\$ 13.243.782	\$ 8.829.630	\$ 5.886.714	\$ 3.924.672	\$ 2.616.579	\$ 1.744.473	\$ 1.163.040	\$ 775.399	\$ 516.958.469	\$ 346.562.232	\$ 229.782.304	\$ 153.488.816
-Amortización	\$ 123.390	\$ 133.767	\$ 145.017	\$ 157.213	\$ 170.434	\$ 184.768	\$ 200.307	\$ 217.153	\$ 235.415	\$ 255.214	\$ 276.677	\$ 299.946	\$ 325.444
-Utilidad Operativa	\$ 193.521.323	\$ 98.826.038	\$ 7.467.586	\$ 86.967.682	\$ 149.630.324	\$ 202.215.507	\$ 249.366.982	\$ 294.333.907	\$ 339.453.920	\$ 386.477.375	\$ 436.785.936	\$ 487.296.580	\$ 540.316.316
-Impuestos	\$ -	\$ -	\$ 1.493.517	\$ 17.393.536	\$ 29.924.065	\$ 40.443.101	\$ 49.873.396	\$ 58.806.781	\$ 67.289.475	\$ 75.405.475	\$ 83.207.187	\$ 90.789.316	\$ 98.183.316
-EUDN	\$ 193.521.323	\$ 98.826.038	\$ 5.974.069	\$ 69.574.146	\$ 119.706.259	\$ 161.772.406	\$ 199.493.586	\$ 235.467.125	\$ 271.963.136	\$ 309.181.900	\$ 348.428.748	\$ 389.513.264	\$ 432.133.000
+ Depreciación generador	\$ 322.851.045	\$ 235.109.472	\$ 156.747.485	\$ 104.503.548	\$ 69.672.516	\$ 46.450.666	\$ 30.968.659	\$ 20.646.805	\$ 13.765.225	\$ 9.177.275	\$ 6.118.490	\$ 4.079.197	\$ 2.959.946
+ Depreciación Inversor 1	\$ 19.864.680	\$ 13.243.782	\$ 8.829.630	\$ 5.886.714	\$ 3.924.672	\$ 2.616.579	\$ 1.744.473	\$ 1.163.040	\$ 775.399	\$ 516.958.469	\$ 346.562.232	\$ 229.782.304	\$ 153.488.816
+ Amortización	\$ 123.390	\$ 133.767	\$ 145.017	\$ 157.213	\$ 170.434	\$ 184.768	\$ 200.307	\$ 217.153	\$ 235.415	\$ 255.214	\$ 276.677	\$ 299.946	\$ 325.444
+ Flujo Caja Bruto (FCB)	\$ 149.317.792	\$ 149.660.983	\$ 171.696.200	\$ 180.121.621	\$ 191.471.881	\$ 211.024.419	\$ 232.407.025	\$ 257.494.123	\$ 286.339.175	\$ 319.131.347	\$ 356.168.571	\$ 397.246.189	\$ 442.836.316
- Inversión depreciable	\$ 968.650.000												
- Inversión Inversor 1	\$ 59.600.000												
- Inversión Inversor 2	\$ 172.452.750												
+ Cuentas x cobrar	\$ 25.811.766	\$ 28.057.167	\$ 30.867.966	\$ 33.970.187	\$ 37.394.967	\$ 41.176.855	\$ 45.354.188	\$ 49.969.522	\$ 55.070.096	\$ 60.708.364	\$ 66.942.576	\$ 73.723.727	\$ 81.109.816
+ Cuentas x pagar	\$ 13.249.217	\$ 14.364.018	\$ 15.572.052	\$ 16.881.640	\$ 18.301.386	\$ 19.840.513	\$ 21.509.121	\$ 23.318.038	\$ 25.279.085	\$ 27.405.057	\$ 29.709.822	\$ 32.208.418	\$ 34.913.862
+ Requerimiento de CT	\$ 12.562.049	\$ 13.093.149	\$ 13.285.934	\$ 13.088.547	\$ 12.699.581	\$ 12.136.922	\$ 11.445.067	\$ 10.651.484	\$ 9.791.011	\$ 8.883.307	\$ 7.932.764	\$ 6.958.310	\$ 5.968.856
+ Inversión Capital de Trabajo	\$ 12.562.049	\$ 1.131.100	\$ 1.602.785	\$ 1.792.613	\$ 2.005.034	\$ 2.242.741	\$ 2.508.745	\$ 2.806.417	\$ 3.139.527	\$ 3.512.297	\$ 3.929.447	\$ 4.382.556	\$ 4.885.337
+ Valor del mercado del proyecto	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
+ Flujo de Caja Libre	\$ 1.213.264.799	\$ 148.186.692	\$ 148.058.198	\$ 168.903.598	\$ 178.116.586	\$ 191.129.140	\$ 208.515.674	\$ 228.600.609	\$ 254.354.596	\$ 282.826.878	\$ 315.201.901	\$ 352.876.016	\$ 394.306.832
- Flujo de Caja Libre Presente	\$ 124.958.210	\$ 105.279.459	\$ 101.875.400	\$ 90.058.920	\$ 81.532.740	\$ 74.967.368	\$ 69.608.486	\$ 65.025.595	\$ 60.970.677	\$ 57.298.699	\$ 54.092.078	\$ 50.427.843	\$ 47.249.816

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
425912	423365	420817	418270	415722	413174	410627	408079	405532	402984	400436	397889	395341
\$ 2.208	\$ 2.394	\$ 2.595	\$ 2.814	\$ 3.050	\$ 3.307	\$ 3.585	\$ 3.887	\$ 4.213	\$ 4.568	\$ 4.952	\$ 5.368	\$ 5.820
2442	2510	2581	2653	2727	2803	2882	2963	3046	3131	3219	3309	3401
363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375
886417	913747	941913	970939	1000852	1031680	1063449	1096188	1129927	1164696	1200526	1237449	1275499
452073	466011	480375	495179	510435	526157	542359	559056	576263	593995	612708	631099	650005
\$ 940.581.508	\$ 1.013.585.158	\$ 1.092.215.468	\$ 1.176.902.502	\$ 1.268.108.861	\$ 1.366.332.123	\$ 1.472.107.444	\$ 1.586.010.367	\$ 1.708.659.825	\$ 1.840.721.372	\$ 1.982.910.645	\$ 2.135.997.081	\$ 2.300.807.905
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 825	\$ 894	\$ 969	\$ 1.051	\$ 1.139	\$ 1.235	\$ 1.339	\$ 1.452	\$ 1.574	\$ 1.706	\$ 1.850	\$ 2.005	\$ 2.174
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 1.318	\$ 1.428	\$ 1.549	\$ 1.679	\$ 1.820	\$ 1.973	\$ 2.139	\$ 2.319	\$ 2.514	\$ 2.725	\$ 2.955	\$ 3.203	\$ 3.472
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 940.581.508	\$ 1.013.585.158	\$ 1.092.215.468	\$ 1.176.902.502	\$ 1.268.108.861	\$ 1.366.332.123	\$ 1.472.107.444	\$ 1.586.010.367	\$ 1.708.659.825	\$ 1.840.721.372	\$ 1.982.910.645	\$ 2.135.997.081	\$ 2.300.807.905
\$ 391.908.147	\$ 424.867.622	\$ 460.598.989	\$ 499.335.364	\$ 541.329.469	\$ 586.855.277	\$ 636.209.806	\$ 689.715.050	\$ 747.720.086	\$ 810.603.345	\$ 878.775.087	\$ 952.680.071	\$ 1.032.800.465
\$ 18.968.321	\$ 20.563.557	\$ 22.292.952	\$ 24.167.789	\$ 26.200.300	\$ 28.403.746	\$ 30.792.501	\$ 33.382.150	\$ 36.189.589	\$ 39.233.133	\$ 42.532.640	\$ 46.109.635	\$ 49.987.455
\$ 8.129.280	\$ 8.812.953	\$ 9.554.122	\$ 10.357.624	\$ 11.228.700	\$ 12.173.034	\$ 13.196.786	\$ 14.300.636	\$ 15.500.624	\$ 16.814.200	\$ 18.228.274	\$ 19.761.272	\$ 21.423.195
\$ 521.575.759	\$ 559.341.026	\$ 603.316.655	\$ 643.041.724	\$ 689.350.392	\$ 738.900.067	\$ 791.908.352	\$ 848.606.531	\$ 909.240.327	\$ 974.070.694	\$ 1.043.374.645	\$ 1.117.446.103	\$ 1.196.596.790
\$ 3.760.064	\$ 4.076.285	\$ 4.419.101	\$ 4.790.747	\$ 5.193.649	\$ 5.630.435	\$ 6.103.955	\$ 6.617.297	\$ 7.173.812	\$ 7.777.130	\$ 8.431.186	\$ 9.140.249	\$ 9.908.944
\$ 517.662.499	\$ 555.162.605	\$ 605.419.052	\$ 659.930.060	\$ 716.236.410	\$ 774.448.348	\$ 834.418.156	\$ 897.018.877	\$ 962.928.304	\$ 1.032.699.840	\$ 1.106.810.094	\$ 1.185.690.584	\$ 1.269.690.584
\$ 2.719.601	\$ 1.813.158	\$ 1.208.832	\$ 805.928	\$ 537.313	\$ 358.226	\$ 238.829	\$ 159.228	\$ 106.157	\$ 70.775	\$ 47.186	\$ 31.459	\$ 20.973
153195,8621	102135,6813											
\$ 57.478.502	\$ 38.320.917	\$ 25.548.555	\$ 17.033.222	\$ 11.356.049	\$ 7.571.078	\$ 5.047.638	\$ 3.365.260	\$ 2.243.619	\$ 1.495.821	\$ 997.263	\$ 656.928	\$ 437.399
\$ 325.171	\$ 352.518	\$ 382.165	\$ 414.305	\$ 449.148	\$ 486.921	\$ 527.871	\$ 572.265	\$ 620.393	\$ 672.568	\$ 729.131	\$ 790.451	\$ 856.928
\$ 514.789.703	\$ 553.247.312	\$ 606.731.719	\$ 663.522.320	\$ 724.844.962	\$ 792.853.470	\$ 868.687.851	\$ 952.469.269	\$ 1.049.409.035	\$ 1.160.409.035	\$ 1.285.282.754	\$ 1.424.672.347	\$ 1.580.672.347
\$ 102.957.941	\$ 110.649.462	\$ 119.346.344	\$ 128.100.663	\$ 136.904.464	\$ 145.749.992	\$ 154.730.094	\$ 163.837.570	\$ 173.049.017	\$ 182.359.454	\$ 191.769.891	\$ 206.081.807	\$ 211.056.551
\$ 411.831.762	\$ 442.597.849	\$ 485.385.375	\$ 535.642.571	\$ 596.017.856	\$ 663.975.969	\$ 739.282.776	\$ 824.327.228	\$ 920.492.066	\$ 1.029.993.816	\$ 1.149.492.066	\$ 1.285.282.754	\$ 1.438.672.347
\$ 2.719.601	\$ 1.813.158	\$ 1.208.832	\$ 805.928	\$ 537.313	\$ 358.226	\$ 238.829	\$ 159.228	\$ 106.157	\$ 70.775	\$ 47.186	\$ 31.459	\$ 20.973
153195,8621	102135,6813											
\$ 57.478.502	\$ 38.320.917	\$ 25.548.555	\$ 17.033.222	\$ 11.356.049	\$ 7.571.078	\$ 5.047.638	\$ 3.365.260	\$ 2.243.619	\$ 1.495.821	\$ 997.263	\$ 656.928	\$ 437.399
\$ 325.171	\$ 352.518	\$ 382.165	\$ 414.305	\$ 449.148	\$ 486.921	\$ 527.871	\$ 572.265	\$ 620.393	\$ 672.568	\$ 729.131	\$ 790.451	\$ 856.928
\$ 415.029.730	\$ 444.865.661	\$ 484.454.874	\$ 535.522.872	\$ 596.017.856	\$ 663.975.969	\$ 739.282.776	\$ 824.327.228	\$ 920.492.066	\$ 1.029.993.816	\$ 1.149.492.066	\$ 1.285.282.754	\$ 1.438.672.347
\$ 78.381.792	\$ 84.465.430	\$ 91.017.956	\$ 98.075.208	\$ 105.675.738	\$ 113.861.010	\$ 122.675.620	\$ 132.167.531	\$ 142.388.319	\$ 153.393.448	\$ 165.242.554	\$ 177.999.757	\$ 191.733.992
\$ 34.917.146	\$ 37.853.678	\$ 41.037.172	\$ 44.488.398	\$ 48.229.872	\$ 52.286.005	\$ 56.683.258	\$ 61.450.320	\$ 66.618.292	\$ 72.220.890	\$ 78.294.667	\$ 84.879.248	\$ 92.017.593
\$ 43.464.647	\$ 46.611.752	\$ 49.980.784	\$ 53.586.810	\$ 57.445.866	\$ 61.575.006	\$ 65.992.363	\$ 70.717.211	\$ 75.770.027	\$ 81.172.558	\$ 86.947.887	\$ 93.120.509	\$ 99.716.399
\$ 3.147.106	\$ 3.369.032	\$ 3.606.027	\$ 3.859.056	\$ 4.129.140	\$ 4.417.357	\$ 4.724.848	\$ 5.052.816	\$ 5.402.531	\$ 5.775.329	\$ 6.172.622	\$ 6.595.891	\$ 7.056.399
\$ 411.882.624	\$ 441.496.629	\$ 484.324.666	\$ 535.522.872	\$ 596.017.856	\$ 663.975.969	\$ 739.282.776	\$ 824.327.228	\$ 920.492.066	\$ 1.029.993.816	\$ 1.149.492.066	\$ 1.285.282.754	\$ 1.438.672.347
\$ 44.894.814	\$ 40.579.407	\$ 23.317.514	\$ 31.653.816	\$ 29.122.416	\$ 26.607.509	\$ 24.205.847	\$ 21.962.017	\$ 19.892.198	\$ 17.997.429	\$ 16.270.995	\$ 14.702.503	\$ 14.784.331

Figura A.11: Flujo de Caja Libre con autoconsumo, intercambio y Venta

Flujo de Caja Inversionista 100% Autoconsumo

Inversión Inicial	\$	1 038 250.000
Costo Personal anual	\$	148 714.104
Monitoreo de Generación	\$	518.000
Internet Fibra Óptica	\$	1.426.800
Cámara y conector	\$	700.000
Costo mantenimiento		0,70%
Seguro		0,30%
IPC para electricidad		7,34% promedio 20 años
Inflación		8,41% promedio 20 años
Depreciación		33,33%
Impuesto renta		20%
Cuentas x cobrar		30 días
Cuentas x pagar		30 días
Financiación		30%
Capital propio		70%
Costo Inversor	\$	59 600.000
Variación consumo energía		2,8%
Consumo energía en el día		51%
Crecimiento de la cooperativa		0,20%

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Generación de energía en MWh	463200,0	449558,8	447497,5	445436,3	443375,0	441313,8	439252,6	437191,3	435130,1	433068,8	431007,6	428946,0	426884,0
Valor promedio del kWh	\$ 838	\$ 908	\$ 985	\$ 1 068	\$ 1 158	\$ 1 255	\$ 1 360	\$ 1 475	\$ 1 599	\$ 1 733	\$ 1 879	\$ 2 037	\$ 2 207
Consumo promedio kWh	1753	1802	1853	1905	1958	2013	2069	2127	2187	2248	2311	2375	2439
Número de socios	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363
Consumo total socios kWh	615349	634381	653996	674212	695048	716522	738654	761463	784971	809198	834166	859898	886434
Consumo 51% energía/año kWh	313828	323534	333538	343848	354475	365426	376714	388346	400335	412691	425425	438548	452079
Ingreso autoconsumo \$	\$ 262 987 697	\$ 293 922 930	\$ 328 494 377	\$ 367 129 223	\$ 410 304 713	\$ 458 554 130	\$ 512 479 351	\$ 572 728 186	\$ 640 062 580	\$ 715 307 780	\$ 799 392 579	\$ 872 804 729	\$ 946 640 000
Intercambio de energía kWh	149372	126025	113960	101588	89900	78887	62539	48845	34795	20278	5883	0	0
Precio \$/kWh intercambio	\$ 313	\$ 339	\$ 368	\$ 399	\$ 432	\$ 469	\$ 508	\$ 551	\$ 597	\$ 647	\$ 702	\$ 761	\$ 825
Ingreso Intercambio \$	\$ 46 753 488	\$ 42 763 100	\$ 41 921 218	\$ 40 513 020	\$ 38 434 893	\$ 35 568 125	\$ 31 776 909	\$ 26 906 078	\$ 20 778 574	\$ 13 192 587	\$ 3 918 337	\$ -	\$ -
Venta de energía kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Precio prom. de la bolsa \$/kWh	\$ 500	\$ 542	\$ 588	\$ 637	\$ 691	\$ 749	\$ 812	\$ 880	\$ 954	\$ 1 034	\$ 1 121	\$ 1 215	\$ 1 315
Ingreso Venta	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos anual x inyección	\$ 309.741.196	\$ 336.686.010	\$ 370.415.595	\$ 407.642.244	\$ 448.739.606	\$ 494.122.256	\$ 544.250.260	\$ 599.634.264	\$ 660.841.154	\$ 728.500.368	\$ 803.310.910	\$ 872.804.729	\$ 946.640.000
-Costo Inversor													
-Costo personal	\$ 148.714.104	\$ 161.220.960	\$ 174.779.643	\$ 189.478.611	\$ 205.413.762	\$ 222.689.059	\$ 241.417.209	\$ 261.720.397	\$ 283.731.082	\$ 307.592.866	\$ 333.461.426	\$ 361.505.532	\$ 391.830.000
-Costo de mantenimiento	\$ 7.197.750	\$ 7.803.081	\$ 8.459.320	\$ 9.170.740	\$ 9.942.609	\$ 10.778.132	\$ 11.684.572	\$ 12.669.245	\$ 13.732.560	\$ 14.887.469	\$ 16.139.505	\$ 17.498.837	\$ 18.976.000
-Seguro	\$ 3.084.750	\$ 3.344.177	\$ 3.625.423	\$ 3.930.321	\$ 4.260.861	\$ 4.619.199	\$ 5.007.674	\$ 5.428.819	\$ 5.885.383	\$ 6.380.344	\$ 6.916.911	\$ 7.498.644	\$ 8.130.000
-Utilidad Bruta	\$ 150.744.592	\$ 164.317.792	\$ 183.551.210	\$ 205.062.569	\$ 229.122.974	\$ 256.035.866	\$ 286.140.804	\$ 319.817.803	\$ 357.492.129	\$ 399.639.689	\$ 446.793.049	\$ 496.303.716	\$ 549.313.968
-Gastos Administrativos	\$ 1.426.800	\$ 1.546.794	\$ 1.676.879	\$ 1.817.805	\$ 1.970.791	\$ 2.136.534	\$ 2.316.217	\$ 2.511.010	\$ 2.722.186	\$ 2.951.122	\$ 3.199.312	\$ 3.468.374	\$ 3.758.000
-EBITDA	\$ 149.317.792	\$ 162.771.000	\$ 181.874.331	\$ 203.244.764	\$ 227.152.183	\$ 253.869.332	\$ 284.824.587	\$ 317.306.793	\$ 354.770.943	\$ 396.688.567	\$ 443.593.737	\$ 494.835.742	\$ 549.565.968
-Gasto depreciación	\$ 322.851.045	\$ 235.109.472	\$ 156.747.485	\$ 104.503.548	\$ 69.672.516	\$ 46.450.666	\$ 30.968.659	\$ 20.646.805	\$ 13.765.225	\$ 9.177.275	\$ 6.118.490	\$ 4.079.197	\$ 2.749.197
-Depreciación Inversor 1	\$ 19.864.680	\$ 13.243.782	\$ 8.829.630	\$ 5.886.714	\$ 3.924.672	\$ 2.616.579	\$ 1.744.473	\$ 1.163.040	\$ 775.399	\$ 516.958.469	\$ 346.656.232	\$ 229.823.304	\$ 150.000.000
-Depreciación Inversor 2	\$ 123.390	\$ 133.767	\$ 145.017	\$ 157.213	\$ 170.434	\$ 184.768	\$ 200.307	\$ 217.153	\$ 235.415	\$ 255.214	\$ 276.677	\$ 299.946	\$ 326.000
-Utilidad Operativa	\$ 193.521.323	\$ 98.826.038	\$ 7.467.586	\$ 86.967.682	\$ 149.630.324	\$ 202.215.507	\$ 249.366.982	\$ 294.333.907	\$ 339.453.920	\$ 386.477.375	\$ 436.785.936	\$ 478.296.580	\$ 516.565.968
-Intereses	\$ 83.058.774	\$ 67.171.736	\$ 47.297.052	\$ 31.829.466	\$ 18.967.682	\$ 10.930.324	\$ 6.215.507	\$ 3.466.982	\$ 1.943.907	\$ 1.034.920	\$ 565.936	\$ 296.580	\$ 150.000
-Utilidad Antes de Impuestos	\$ 276.580.097	\$ 165.997.775	\$ 39.829.466	\$ 86.967.682	\$ 149.630.324	\$ 202.215.507	\$ 249.366.982	\$ 294.333.907	\$ 339.453.920	\$ 386.477.375	\$ 436.785.936	\$ 478.296.580	\$ 516.565.968
-Impuestos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 17.393.536	\$ 29.926.065	\$ 40.443.101	\$ 49.873.396	\$ 58.866.781	\$ 67.890.784	\$ 77.295.475	\$ 87.357.187	\$ 98.000.000	\$ 109.250.000
-UUDI	\$ 276.580.097	\$ 165.997.775	\$ 39.829.466	\$ 69.574.146	\$ 119.704.259	\$ 161.772.406	\$ 199.493.586	\$ 235.467.125	\$ 271.563.136	\$ 309.181.900	\$ 349.428.748	\$ 382.637.244	\$ 417.315.968
+ Depreciación generador	\$ 322.851.045	\$ 235.109.472	\$ 156.747.485	\$ 104.503.548	\$ 69.672.516	\$ 46.450.666	\$ 30.968.659	\$ 20.646.805	\$ 13.765.225	\$ 9.177.275	\$ 6.118.490	\$ 4.079.197	\$ 2.749.197
+ Depreciación Inversor 1	\$ 19.864.680	\$ 13.243.782	\$ 8.829.630	\$ 5.886.714	\$ 3.924.672	\$ 2.616.579	\$ 1.744.473	\$ 1.163.040	\$ 775.399	\$ 516.958.469	\$ 346.656.232	\$ 229.823.304	\$ 150.000.000
+ Depreciación Inversor 2	\$ 123.390	\$ 133.767	\$ 145.017	\$ 157.213	\$ 170.434	\$ 184.768	\$ 200.307	\$ 217.153	\$ 235.415	\$ 255.214	\$ 276.677	\$ 299.946	\$ 326.000
+ Amortización	\$ 123.390	\$ 133.767	\$ 145.017	\$ 157.213	\$ 170.434	\$ 184.768	\$ 200.307	\$ 217.153	\$ 235.415	\$ 255.214	\$ 276.677	\$ 299.946	\$ 326.000
= Flujo Caja Bruto (FCB)	\$ 66.259.018	\$ 82.489.246	\$ 125.892.665	\$ 180.121.621	\$ 193.471.881	\$ 211.024.419	\$ 232.407.025	\$ 257.494.123	\$ 286.339.175	\$ 319.131.347	\$ 356.168.571	\$ 387.246.189	\$ 417.315.968
- Inversión depreciable	\$ 678.055.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Inversión Inversor 1	\$ 41.720.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Inversión Inversor 2	\$ 120.716.925	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
+ Cuentas x cobrar	\$ 25.811.766	\$ 28.057.167	\$ 30.867.966	\$ 33.970.187	\$ 37.394.967	\$ 41.176.855	\$ 45.354.188	\$ 49.969.522	\$ 55.070.096	\$ 60.708.364	\$ 66.942.576	\$ 73.733.727	\$ 81.130.000
-Cuentas x pagar	\$ 13.249.717	\$ 14.364.018	\$ 15.572.032	\$ 16.881.640	\$ 18.301.386	\$ 19.840.533	\$ 21.509.121	\$ 23.318.038	\$ 25.279.085	\$ 27.405.057	\$ 29.709.822	\$ 32.208.418	\$ 34.900.000
-Requerimiento de CT	\$ 12.562.049	\$ 13.693.149	\$ 15.295.934	\$ 17.088.547	\$ 19.093.581	\$ 21.336.322	\$ 23.845.067	\$ 26.651.484	\$ 29.791.011	\$ 33.303.307	\$ 37.232.754	\$ 41.505.310	\$ 46.130.000
Inversión Capital de Trabajo	\$ 8.793.435	\$ 1.131.100	\$ 1.602.785	\$ 1.792.613	\$ 2.005.034	\$ 2.242.741	\$ 2.508.745	\$ 2.806.417	\$ 3.139.527	\$ 3.512.297	\$ 3.929.447	\$ 4.392.556	\$ 4.900.000
+Valor del mercado del proyecto	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
-Pagos Capital	\$ 663.294.970	\$ 579.182.008	\$ 599.056.691	\$ 626.000.000	\$ 653.000.000	\$ 680.000.000	\$ 707.000.000	\$ 734.000.000	\$ 761.000.000	\$ 788.000.000	\$ 815.000.000	\$ 842.000.000	\$ 869.000.000
= Flujo de Caja Inversionista	\$ 849.285.359	\$ 1.832.988	\$ 1.704.454	\$ 25.043.361	\$ 178.116.586	\$ 191.229.140	\$ 208.515.674	\$ 229.600.609	\$ 254.354.596	\$ 282.826.878	\$ 315.201.901	\$ 352.876.016	\$ 384.366.852
= Flujo de Caja Inversionista Presente	\$ 1.556.004	\$ 1.225.150	\$ 15.263.555	\$ 92.026.432	\$ 83.765.338	\$ 77.437.449	\$ 72.201.530	\$ 67.897.851	\$ 64.008.724	\$ 60.479.665	\$ 57.404.342	\$ 53.003.285	\$ 48.900.000

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
425912.4	423364.8	420617.2	418269.6	415722.0	413174.4	410626.8	408079.2	405531.6	402984.0	400436.4	397888.8	395341.2
\$ 2.208	\$ 2.394	\$ 2.595	\$ 2.814	\$ 3.050	\$ 3.307	\$ 3.585	\$ 3.887	\$ 4.213	\$ 4.568	\$ 4.952	\$ 5.368	\$ 5.820
2442	2510	2581	2653	2727	2803	2882	2963	3046	3131	3219	3309	3401
363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375
886417	913747	941913	970939	1000852	1031680	1063449	1096188	1129927	1164696	1200526	1237449	1275499
452073	466011	480375	495179	510435	526157	542359	559056	576263	593995	612268	631099	650505
\$ 940.581.508	\$ 1.013.585.158	\$ 1.092.215.468	\$ 1.176.902.502	\$ 1.268.108.861	\$ 1.366.332.123	\$ 1.472.107.444	\$ 1.586.010.367	\$ 1.708.659.825	\$ 1.840.721.372	\$ 1.982.910.645	\$ 2.135.997.081	\$ 2.300.807.905
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 825	\$ 894	\$ 969	\$ 1.051	\$ 1.139	\$ 1.235	\$ 1.339	\$ 1.452	\$ 1.574	\$ 1.706	\$ 1.850	\$ 2.005	\$ 2.174
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 1.318	\$ 1.428	\$ 1.549	\$ 1.679	\$ 1.820	\$ 1.973	\$ 2.139	\$ 2.319	\$ 2.514	\$ 2.725	\$ 2.955	\$ 3.203	\$ 3.472
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 940.581.508	\$ 1.013.585.158	\$ 1.092.215.468	\$ 1.176.902.502	\$ 1.268.108.861	\$ 1.366.332.123	\$ 1.472.107.444	\$ 1.586.010.367	\$ 1.708.659.825	\$ 1.840.721.372	\$ 1.982.910.645	\$ 2.135.997.081	\$ 2.300.807.905
\$ 391.908.147	\$ 424.867.622	\$ 460.598.989	\$ 499.335.364	\$ 541.329.469	\$ 586.855.277	\$ 636.009.806	\$ 688.715.050	\$ 747.720.086	\$ 810.003.345	\$ 876.775.087	\$ 952.680.071	\$ 1.042.800.465
\$ 18.968.321	\$ 20.563.557	\$ 22.292.952	\$ 24.167.789	\$ 26.200.300	\$ 28.403.746	\$ 30.792.501	\$ 33.382.159	\$ 36.189.589	\$ 39.233.132	\$ 42.532.640	\$ 46.109.635	\$ 49.987.455
\$ 8.129.280	\$ 8.812.953	\$ 9.554.122	\$ 10.357.624	\$ 11.228.700	\$ 12.173.034	\$ 13.196.786	\$ 14.306.636	\$ 15.509.824	\$ 16.814.200	\$ 18.228.274	\$ 19.761.272	\$ 21.423.195
\$ 521.575.759	\$ 559.341.026	\$ 603.316.655	\$ 653.041.724	\$ 709.350.392	\$ 783.900.067	\$ 871.908.352	\$ 976.606.531	\$ 1.094.240.327	\$ 1.230.070.694	\$ 1.394.374.645	\$ 1.584.446.103	\$ 1.806.596.790
\$ 3.760.054	\$ 4.076.285	\$ 4.419.101	\$ 4.790.747	\$ 5.193.649	\$ 5.630.435	\$ 6.103.955	\$ 6.617.297	\$ 7.173.812	\$ 7.777.130	\$ 8.411.186	\$ 9.084.249	\$ 9.798.944
\$ 517.662.499	\$ 555.162.605	\$ 595.419.052	\$ 639.930.060	\$ 689.008.188	\$ 743.236.410	\$ 803.448.348	\$ 870.418.156	\$ 945.018.877	\$ 1.028.308.304	\$ 1.120.699.840	\$ 1.224.810.034	\$ 1.340.690.584
\$ 2.719.601	\$ 1.813.158	\$ 1.208.832	\$ 805.928	\$ 537.313	\$ 358.226	\$ 238.829	\$ 159.228	\$ 106.157	\$ 70.775	\$ 47.186	\$ 31.459	\$ 20.973
153195,8621	102135,6813											
\$ 325.171	\$ 352.518	\$ 382.165	\$ 414.305	\$ 449.148	\$ 486.921	\$ 527.871	\$ 572.265	\$ 620.393	\$ 672.568	\$ 729.131	\$ 790.451	\$ 856.928
\$ 514.789.703	\$ 553.247.312	\$ 606.731.719	\$ 660.803.214	\$ 720.522.320	\$ 786.844.962	\$ 861.853.470	\$ 948.687.851	\$ 1.048.865.083	\$ 1.166.492.269	\$ 1.300.409.035	\$ 1.456.282.754	\$ 1.634.672.347
\$ 514.789.703	\$ 553.247.312	\$ 606.731.719	\$ 660.803.214	\$ 720.522.320	\$ 786.844.962	\$ 861.853.470	\$ 948.687.851	\$ 1.048.865.083	\$ 1.166.492.269	\$ 1.300.409.035	\$ 1.456.282.754	\$ 1.634.672.347
\$ 102.957.941	\$ 110.649.462	\$ 119.346.344	\$ 128.160.643	\$ 137.104.464	\$ 146.180.992	\$ 155.403.694	\$ 164.773.570	\$ 174.313.017	\$ 184.018.454	\$ 193.894.807	\$ 203.942.551	\$ 214.166.469
\$ 411.831.762	\$ 442.597.849	\$ 485.385.375	\$ 534.642.571	\$ 590.017.856	\$ 653.657.969	\$ 726.444.776	\$ 809.330.280	\$ 903.492.066	\$ 1.010.273.815	\$ 1.134.477.238	\$ 1.280.234.533	\$ 1.456.505.878
\$ 2.719.601	\$ 1.813.158	\$ 1.208.832	\$ 805.928	\$ 537.313	\$ 358.226	\$ 238.829	\$ 159.228	\$ 106.157	\$ 70.775	\$ 47.186	\$ 31.459	\$ 20.973
153195,8621	102135,6813											
\$ 325.171	\$ 352.518	\$ 382.165	\$ 414.305	\$ 449.148	\$ 486.921	\$ 527.871	\$ 572.265	\$ 620.393	\$ 672.568	\$ 729.131	\$ 790.451	\$ 856.928
\$ 415.029.730	\$ 444.865.661	\$ 484.454.874	\$ 532.552.872	\$ 589.954.339	\$ 654.405.526	\$ 731.266.254	\$ 824.652.851	\$ 930.266.254	\$ 1.050.721.418	\$ 1.186.543.934	\$ 1.340.613.042	
\$ 78.381.792	\$ 84.465.430	\$ 91.017.956	\$ 98.075.208	\$ 105.675.738	\$ 113.861.010	\$ 122.675.620	\$ 132.167.531	\$ 142.388.319	\$ 153.393.448	\$ 165.242.554	\$ 177.999.757	\$ 191.733.992
\$ 34.917.146	\$ 37.853.678	\$ 41.037.172	\$ 44.488.398	\$ 48.229.872	\$ 52.286.005	\$ 56.683.258	\$ 61.450.320	\$ 66.618.292	\$ 72.220.890	\$ 78.294.667	\$ 84.879.248	\$ 92.017.593
\$ 43.464.647	\$ 46.611.752	\$ 49.980.784	\$ 53.586.810	\$ 57.445.866	\$ 61.575.006	\$ 65.992.363	\$ 70.717.211	\$ 75.770.027	\$ 81.172.558	\$ 86.947.887	\$ 93.120.509	\$ 99.716.399
\$ 3.147.106	\$ 3.369.032	\$ 3.606.027	\$ 3.859.056	\$ 4.129.140	\$ 4.417.357	\$ 4.724.848	\$ 5.052.816	\$ 5.402.531	\$ 5.775.329	\$ 6.172.622	\$ 6.595.891	\$ 7.054.784
												\$ 95.947.784
\$ 411.882.624	\$ 441.496.629	\$ 484.324.666	\$ 528.423.732	\$ 572.536.982	\$ 617.680.678	\$ 664.600.035	\$ 713.863.723	\$ 765.927.089	\$ 821.174.542	\$ 879.948.043	\$ 940.581.508	\$ 1.013.585.158
\$ 48.161.520	\$ 43.767.945	\$ 25.285.944	\$ 34.511.947	\$ 31.923.996	\$ 29.325.169	\$ 26.822.735	\$ 24.468.168	\$ 22.282.220	\$ 20.269.015	\$ 18.423.950	\$ 16.738.107	\$ 15.086.673

Figura A.12: Flujo de Caja del Inversionista con autoconsumo, intercambio y Venta