



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín.

Jesse Mauricio Beltrán Soto

Trabajo final presentado como requisito parcial para obtener el título de:
Magister en ingeniería-sistema energéticos

Director:

Carlos Jaime Franco Cardona, Ph.D.

Codirectora:

Diana Lorena Cadavid Higueta, Ph.D.

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2017

*A mis padres, mis hermanos y mi novia,
por brindarme su amor y apoyo incondicional,
siento mucho ausentarme por las responsabilidades,
pero son ustedes el motor que me permite esforzarme cada día,
con el fin de saber ser mejor humano*

Agradecimientos

Me siento muy agradecido con mi director Carlos Jaime Franco Cardona, por su especial interés en el desarrollo de este tema, siendo un visionario más del futuro de la energía y por sus acertadas recomendaciones. Quiero también dar muchas gracias a mi codirectora Lorena Franco Cadavid, por brindarme su apoyo, basándose en la exigencia y el compromiso desde el primer momento en que empecé a trabajar en el tema, contribuyendo con su conocimiento en distintas áreas de este trabajo.

A la Universidad Nacional de Colombia y en especial a la Fundación Juan Pablo Gutiérrez Cáceres por brindarme su apoyo mediante la beca, creyendo en los estudiantes y su capacidad como principal motor de desarrollo del país y de la sociedad.

Tabla de contenido

Lista de figuras	6
Lista de tablas.....	6
1 Información general del trabajo final.....	8
1.1 Título del trabajo final	8
1.2 Autor principal.....	8
1.3 Director	8
1.4 Codirectora.....	8
1.5 Programa	8
2 Resumen.....	9
3 Abstract	10
4 Introducción	11
5 Antecedentes	14
6 Marco Teórico	18
6.1 Irradiación solar.....	18
6.2 Posición del módulo fotovoltaico.....	19
6.3 Configuraciones básicas de instalaciones solares	20
6.4 Análisis económico.....	30
6.5 Optimización de la solución fotovoltaica	31
7 Revisión de literatura	32
7.1 Revisión de artículos	32
7.2 Revisión de herramientas de optimización.....	34
8 Objetivos	38
8.1 Objetivos generales.....	38
8.2 Objetivos específicos.....	38
9 Metodología	39
9.1 Análisis del recurso solar.....	40
9.2 Estrategia de operación del sistema solar	45
9.3 Análisis económico.....	53
9.4 Factores de reducción	61
9.5 Estructura del modelo.....	63
9.6 Definición del modelo y Método de búsqueda de la solución.....	64
10 Parametrización	69

10.1	Parámetros económicos.....	70
10.2	Parámetros técnicos.....	70
10.3	Parámetros de simulación.....	71
11	Resultados.....	72
11.1	Sistemas aislados.....	72
11.2	Sistemas conectados a la red.....	76
12	Conclusiones.....	79
13	Trabajos futuros.....	82
14	Referencias.....	83

Lista de figuras

Figura 1. Instalaciones solares anuales y acumuladas a nivel mundial.....	11
Figura 2. Historial de precios de las células fotovoltaicas a base de silicio.....	16
Figura 3. Representación de las horas de sol pico (HSP)	18
Figura 4. Posición de una superficie o modulo fotovoltaico.....	20
Figura 5. Sistemas de control de almacenamiento de energía e inyección a la red.....	22
Figura 6. Sistema solar aislado o autónomo	23
Figura 7. Tipos de batería para instalaciones solares.....	27
Figura 8. Capacidad de potencia instalada (MW) en el sector eléctrico mundial por tipo de baterías.	28
Figura 9. Promedio mensual de radiación global en Medellín.....	41
Figura 10. Distribución porcentual de suscriptores por estrato en la ciudad de Medellín.....	43
Figura 11. Curva de carga horaria promedio del sector residencial de Medellín.....	43
Figura 12. Promedio de consumo de energía mensual a nivel residencial por estrato en la ciudad de Medellín.....	44
Figura 13. Dinámica de operación del sistema cuando este se encuentre en proceso de carga.....	51
Figura 14. Dinámica de operación del sistema cuando este se encuentre en proceso de descarga.....	51
Figura 15. Dinámica de operación del sistema sin almacenamiento.....	52
Figura 16. Representación del conjunto de entradas	64
Figura 17. Esquema de funcionamiento del método de búsqueda bruta	69
Figura 18. LCOE por estrato vs Demanda satisfecha.....	75
Figura 19. Ahorros en la tarifa de energía por tipo de estrato	77

Lista de tablas

Tabla 1. Comparación de tecnologías solares.....	25
Tabla 2. Comparación de tecnologías de baterías.....	29
Tabla 3. Tabla comparativa de herramientas de diseño y simulación de sistemas solares.....	36
Tabla 4. Promedio de irradiación solar horario de la ciudad de la ciudad de Medellín.....	41
Tabla 5. Costos por kilovatio hora y subsidio por estrato en la ciudad de Medellín	45
Tabla 6. Costos de unidad de potencia por tipo de panel.....	55
Tabla 7. Costo del inversor por unidad de potencia y tipo de aplicación.....	56
Tabla 8. Costos de baterías por tipo de tecnología y unidad de almacenamiento.....	57
Tabla 9. Factores de reducción de instalaciones solares.....	63
Tabla 10. Resumen de resultados para sistemas aislados por estrato.....	72
Tabla 11. Cantidad de paneles y baterías recomendados por estrato.....	73
Tabla 12. Cantidad de paneles y baterías recomendadas por estrato y demanda satisfecha.....	75
Tabla 13. Resumen de resultados para sistemas conectados a la red.....	76
Tabla 14. Cantidad de paneles recomendados y proporción de energía vertida a la red por estrato	77

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
FNCR	Fuentes de energías renovables no convencionales
LCOE	Levelized cost of energy
SAM	System advisor model
UPME	Unidad de planeación minero energética.
TMY	Typical meteorological year
SIATA	Sistema de alerta temprana del valle de aburra
IEA	Agencia internacional de energía
MPPT	Máximo power point tracking
HOMER	Hybrid optimization model for electric renewables
DOD	Depth of discharge
HSP	Horas de sol pico
MMPT	Maximum power point tracking
IEA	International energy agency
LPSP	Loss of power supply probability
CORPOEMA	Corporación para el medio ambiente y la energía
PROURE	Programa de uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energías no convencionales.
RETIE	Reglamento técnico de instalaciones eléctricas
ICONTEC	Instituto colombiano de normas técnicas y certificación
NOCT	Nominal operating cell temperatura
EPM	Empresas públicas de Medellín

1 Información general del trabajo final

1.1 Título del trabajo final

Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín

1.2 Autor principal

Jesse Mauricio Beltrán Soto

Ingeniero de Control

1.3 Director

Carlos Jaime Franco Cardona

Ph.D. en Ingeniería - sistemas energéticos-Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín

1.4 Codirectora

Diana Lorena Cadavid Higueta

Ph.D. en Ingeniería - sistemas-Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín

1.5 Programa

Programa de Maestría en ingeniería - sistemas energéticos

Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín.

2 Resumen

Debido a su gran recurso hídrico, la principal fuente de generación de energía eléctrica en Colombia proviene de centrales hidroeléctricas, cerca del 70% al 80 % (según variaciones en la hidrología) de la composición de la matriz energética se deriva de este recurso. Sin embargo, esta dependencia pone el riesgo al país debido a lo impredecible que es la naturaleza, reflejado en los periodos de escasez originados por fenómenos como el niño y que han ocasionado que el precio de la energía eléctrica en bolsa tenga una tendencia al alza.

Una forma de mitigar los impactos generados por esta vulnerabilidad es con el uso de energías alternativas aprovechando la zona ecuatorial en la que se ubica Colombia, este potencial energético se ha explorado a nivel de las zonas no interconectadas principalmente, pero si se toma el sector residencial como objeto de estudio, se estaría evaluando un sector que tiene un alto porcentaje de demanda del consumo total de energía, pero que entre otros factores como la ineficiencia en las políticas de promoción e incentivos para la autogeneración y otras causas asociadas al desconocimiento técnico de esta tecnología para el usuario común ha dificultado la penetración de estas en el mercado.

Bajo este escenario, se presenta la siguiente investigación que tendrá como finalidad establecer una metodología de diseño para instalaciones solares residenciales considerando diferentes esquemas posibles de conexión mediante el uso de herramientas de búsqueda u optimización. Se buscará con esto evaluar y minimizar métricas financieras asociadas a este tipo de proyectos ubicados en el sector residencial de la ciudad de Medellín.

Palabras clave: Energías alternativas, Energía solar, evaluación financiera, irradiación solar, optimización.

3 Abstract

Due to the great water resource, the main source of electric power generation in Colombia the power of hydroelectric power plants, about 70% to 80% (according to variations in hydrology) of the energy composition of the matrix derives from this resource. However, this dependence puts the risk to the country due to the unpredictable nature, reflected in the periods of scarcity caused by phenomena such as the child and that have caused the price of electric power in the bag has a tendency to rise.

One way to mitigate the impacts generated by this vulnerability is with the use of alternative energies taking advantage of the equatorial zone in which Colombia is located, this energy potential is explored a level of areas not interconnected mainly, but if the residential sector is taken As an object of study, there is a sector that has a high percentage of total energy consumption demand, but other factors such as inefficiency in promotion policies and incentives for self-generation and other causes associated with the technical unknown of this Technology For the user has made it difficult for them to penetrate the market.

Under this scenario, the following research is presented that aims to establish a design methodology for residential solar installations considering different possible connection schemes through the use of search or optimization tools. The objective is to minimize the financial associated with this type of projects located in the residential sector of the city of Medellin.

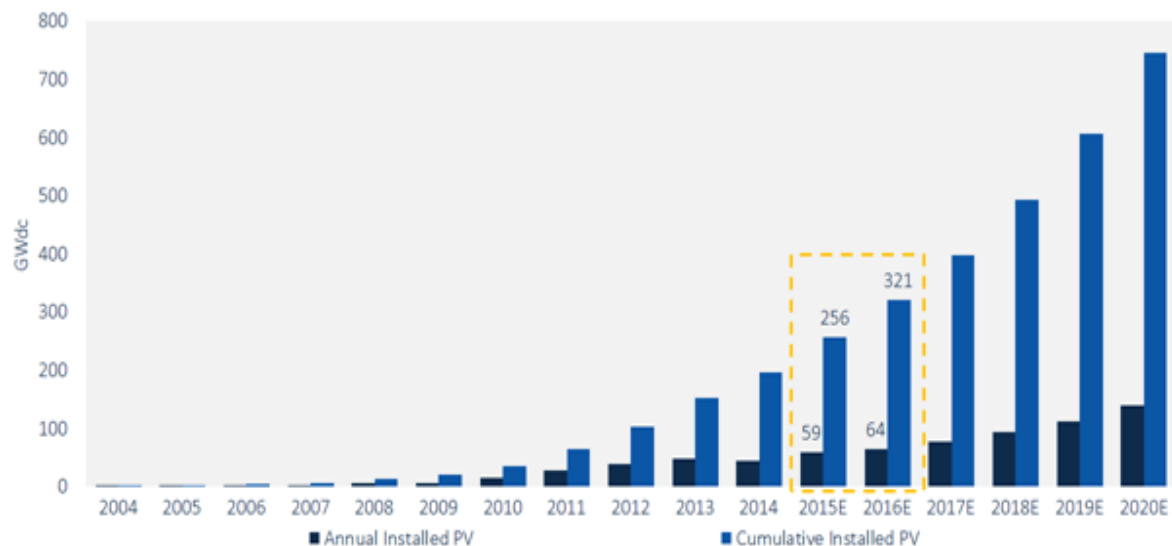
Keywords: Alternative energy, solar energy, financial evaluation, solar radiation, optimization

4 Introducción

La energía solar se expone como una fuente primaria de energía renovable que podría ayudar a mitigar los impactos ambientales relacionados con la actividad humana, producto de la industrialización cuyo modelo energético ha estado fundamentalmente basado en la quema de combustibles fósiles. Esta tecnología podría ser la fuente apropiada de electricidad para muchas aplicaciones en países de todo el mundo, ya que se estima que un 15,4% de la población aún carece de electricidad (Mundial, 2016).

La producción de energía a partir de fuentes renovables es un área que ha venido tomando fuerza y espacio dentro de las necesidades energéticas de cada país, esta situación se puede ver en el crecimiento de la potencia solar instalada a nivel mundial reflejado en la Figura 1.

Figura 1. Instalaciones solares anuales y acumuladas a nivel mundial



Fuente: (Branker, Pathak, & Pearce, 2011)

En Colombia, este tema aun ha tenido baja influencia en el mercado de la energía y se pensaría que tendría una mejora bajo las expectativas generadas por la ley 1715 (Colombia, 2014) decretada el 13 de mayo del 2016, pero a pesar de esta ley, son diversas las barreras que se presentan aun con respecto a la postulación y demora en los tramites de los proyectos que serían beneficiarios de los incentivos.

Aún bajo este contexto, no deja de ser reconocido que la generación solar fotovoltaica y otras fuentes de energía podrían aumentar la confiabilidad del sistema interconectado nacional por tratarse de fuentes complementarias, hecho que es reconocido institucionalmente por la Unidad de Planeación Minero energética (UPME) (Corpoema, 2010). También es importante reconocer que se ha hecho evidente la vulnerabilidad del sistema eléctrico nacional colombiano, que durante el

periodo 2015-2016 presento en conjunto con otros factores una crisis energética (Correa & Yusta, 2014)

Lo anterior sirve para reconocer la importancia que tienen otras fuentes de energía, de entre ellas la energía fotovoltaica que será parte fundamental de este trabajo.

Bajo el enfoque orientado al consumo de energía solar, para que este tipo de instalaciones pueda funcionar adecuadamente, es necesario diseñar, conocer e instalar de forma correcta y rigurosa cada uno de sus componentes, esto se debe a que cada uno de los componentes usados para cada etapa del sistema fotovoltaico poseen los mismos principios de funcionamiento, siendo en algunos casos similares entre sí pero no iguales, es por ello que resultan sensibles frente a las variaciones generadas por la ubicación Geográfica, el tipo de instalación, características de fabricación y su uso.

Hoy en día se encuentran muchos casos de estudio de metodologías de optimización aplicados a encontrar la cantidad de unidades generadoras de energía (Fotovoltaicas, eólicas, o híbridas, etc.), considerando comportamientos de cargas y de demanda (Baños et al., 2011). Estas metodologías resultan interesantes en el hecho de que se hace uso de herramientas computacionales y modelos matemáticos, pero también sería adecuado complementar esta información con aspectos propios del montaje y de la ubicación que si no se precisan bien, los análisis técnicos, económicos y financieros realizados no serían un reflejo cercano del funcionamiento que en teoría debería tener la instalación, afectando notablemente no solo el rendimiento si no también los balances y métricas económicas esperadas.

La metodología aquí presente, permitirá a los usuarios del sector residencial en la ciudad de Medellín tener una base metodológica que le permita hallar aquella configuración solar minimizando diversas métricas financieras como lo son los costos nivelizados de energía (LCOE), la tarifa equivalente de energía o el periodo de recuperación de la inversión mediante la evaluación financiera y flujos de caja proyectados de este tipo de proyectos a lo largo de su vida útil, lo anterior se hace posible mediante el uso de datos meteorológicos, recomendaciones técnicas y el uso de modelos matemáticos que describan específicamente el comportamiento de los diferentes equipos que componen una instalación y la dinámica de operación del sistema.

La estructura de este trabajo será la siguiente:

En la primera parte, se hará un análisis de la energía solar fotovoltaica en Colombia, bajo diferentes aspectos fundamentales como: Ubicación geográfica, derivando de este los diferentes potenciales en cuanto a generación solar, también la evaluación de la estructura energética actual dentro de la cual se analizaran las barreras en cuestión de las Fuentes Renovables no Convencionales de Energía (FNCR), además de conocer la situación actual de Colombia bajo diferentes perspectivas en el mundo respecto a la energía solar.

La segunda parte consta del aspecto técnico, en el que se hace un análisis de los componentes del sistema solar, prestando especial atención a las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, no

solo por el interés y la fuerza que han ido adquiriendo, sino porque por el momento los costos de instalación y mantenimiento son más bajos que los que poseen los sistemas con almacenamiento.

Lo anterior se debe a que en un sistema conectado a la red se usan menos equipos que elevan los costos y aumentan las frecuencias de mantenimiento como lo son las baterías por ejemplo (Reiter et al., 2015) , en esta parte también se analizará en detalle aquellos parámetros determinantes a la hora de realizar una instalación como por ejemplo la inclinación o el azimut ya que estos pueden afectar notablemente el rendimiento de una instalación.

En la tercera parte, considerando ya los aspectos técnicos más relevantes para la instalación solar, se analizará en detalle los aspectos financieros de estos proyectos mediante la evaluación de diferentes modelos y su valoración ante diferentes escenarios que se dan hoy en día y que se podrían dar en el futuro.

Como parte final de este trabajo se tendrá un espacio para las discusiones, en los que se espera tratar y evaluar aquellos aspectos considerados o no en el modelo, permitiendo así la elaboración de las conclusiones y la evaluación de aspectos a continuar y mejorar en posibles trabajos futuros en las recomendaciones.

Los temas que acá se tratarán no son en ninguna manera una visión detallada de los últimos avances en tecnología solar, ya que estos evolucionan cada día aún más, síntoma de ello es la gran oferta de productos basados en la energía solar que se encuentran en el mercado, para diversas aplicaciones.

El foco de este trabajo no será tampoco la búsqueda de los equipos más eficientes o que cuenten con la mayor garantía o vida útil, ya que aunque estos factores son parte fundamental de los proyectos, su inclusión implicaría la extensión de este trabajo , de igual forma también se aclara que no se evaluarán los impactos sociales , ambientales o legales que tenga la implementación de esta metodología, mas no infiere que esto lleve al desconocimiento de las leyes , resoluciones o incentivos que existen para el fomento de proyectos de energías alternativas.

En la siguiente sección se tratarán los antecedentes considerando la energía solar en Colombia.

5 Antecedentes

Colombia es un país que posee una matriz energética relativamente abundante en recursos fósiles y renovables, se depende cerca del 78% de producción de energía de los combustibles fósiles de los cuales se ha indicado que hay reservas para al menos 170 años de Carbón, cerca de 7 años para el petróleo y 15 años para el gas natural (UPME & BID, 2015).

Aun considerando las indicaciones de las reservas por 7 años, es notable mencionar que debido a la dinámica del proceso de extracción y refinación del petróleo, las tasas de demanda son cada vez mayores y por tanto será necesario su importación (UPME & BID, 2015).

Dado lo anterior, la diversificación de los recursos que permitan suplir necesidades energéticas a las crecientes demandas del sector doméstico cobra fuerza para el aprovechamiento de los recursos renovables con fuentes de energías alternativas con el fin de disminuir las importaciones a realizar en los siguientes años.

Tomando como base la composición de la matriz energética colombiana, pareciera que no fuera tan necesario el impulso de las FNCER fundamentándose en que se cuenta con un sistema eléctrico que posee una pequeña contribución a las emisiones regionales y globales de carbono (Calderón et al., 2014), además de proporcionar electricidad a un 94,6 % de la población con altos estándares de calidad (Olaya, Arango-Aramburo, & Larsen, 2016).

Lo anterior da pie para evaluar realmente las razones por las cuales las FNCER tendrían un papel importante en la generación de energía futura; con base en la UPME (UPME & BID, 2015) se presentan algunos de los motivos generales más importantes para el desarrollo de estas en Colombia:

- **Riesgo asociado a la energía hidroeléctrica**

De la generación total eléctrica producida, cerca del 70 al 80 % consumida en el país proviene de hidroeléctricas complementada por plantas térmicas fósiles, cogeneración fósil, cogeneración a partir de biomasa y plantas eólicas y solares en su respectivo orden (Procolombia, 2015).

Sin embargo esta dependencia a la hidroelectricidad es fuente de vulnerabilidad debido a las sequías prolongadas causados por fenómenos como el niño (Olaya et al., 2016).

Estos fenómenos ponen en riesgo al país, llevándolo a periodos de escasez y altos precios de la energía, de hecho, según estudios recientes como el de la Corporación para el medio ambiente y la energía (CORPOEMA) en su plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (Corpoema, 2010), pronostican que la vulnerabilidad de la sequías aumentará significativamente en los siguientes años.

- **Aumento de los precios de la electricidad y el gas natural**

Las proyecciones indican que los precios del gas natural en la costa y el interior del país podrían llegar a tener incrementos de más del 40 % para el año 2030, debiéndose principalmente a los gastos asumidos por el cargo de confiabilidad ; Inclusive aun con la construcción de la nueva planta de regasificación de gas natural en la costa caribe, se hará difícil satisfacer la demanda interna proyectada de este combustible para el sector doméstico, incrementando por ende su costo (UPME & BID, 2015).

- **Oportunidad de desarrollo económico**

Las fuentes de energías renovables no solo se podrían usar para ayudar a diversificar el sistema de generación eléctrico, también podría ser foco de nuevas oportunidades.

El ingreso per cápita está relacionado con el uso de energía per cápita, a medida que crece la economía la demanda de energía es mayor y exige que sea más sofisticada y flexible; la energía limpia y fiable es una necesidad que contribuiría a la generación de nuevos empleos (Sen & Ganguly, 2016) .

Estos nuevos empleos pueden ser producto del despliegue de las diversas tecnologías, ya que se espera que crezcan las inversiones en proyectos de FNCER aún más que los de combustibles fósiles manteniendo los empleos dentro de las industrias (García, Correodor, Calderón, & Gómez, 2013)

- **Tendencia de precios de la energía renovable**

Las proyecciones iniciales que se habían realizado en materia de desarrollo de las energías renovables han mostrado que estos estudios desestimaron en su momento el crecimiento real de estas fuentes. Estudios hechos hasta el año 2000 como el de la Agencia Internacional de Energía o por sus siglas en ingles IEA (“International Energy Agency”) (IEA, 2000) cuyas proyecciones en cuanto a capacidades de generación instaladas han sido superadas, muestran el reflejo del interés de algunos países por querer capitalizar el valor de la energía renovable.

En la Figura 2 se ilustra el comportamiento del precio histórico del silicio, que es el material más usado para la fabricación de células solares.

El avance en el desarrollo de estas tecnologías en materia de eficiencia permite tener la misma capacidad de generación de energía con menores costos que en años anteriores (UPME & BID, 2015), sin embargo, aun con las diversas razones mencionadas para el desarrollo de energías renovables, la situación en Colombia pareciera no ir a la par con el contexto mundial.

Figura 2. Historial de precios de las células fotovoltaicas a base de silicio.



Fuente: (Bloomberg, 2016)

La generación proveniente de las plantas eólicas y solares representa solo el 2,71 % de la capacidad instalada total y aunque se han establecidos programas como el programa de uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE) con el fin de lograr una mayor participación en el sistema interconectado nacional, no se han visto los aumentos porcentuales de crecimiento proyectados ni siquiera para el año 2015 (REN21, 2015).

Una de las razones que se tienen para este estado es el poco compromiso del sector energético en trazar hojas de ruta con estrategias definidas para el aprovechamiento de los recursos renovables a las cuales se les haga seguimiento; además a esto se le suma a la ausencia de políticas firmes que promuevan el desarrollo y utilización de estas fuentes (UPME & BID, 2015).

Así como se ha considerado las FNCER como una oportunidad con gran potencial para el desarrollo energético del país, es primordial observar la actualidad a la que se enfrentan respecto a las barreras existentes.

En realidad son numerosas las barreras que se pueden encontrar para el desarrollo ágil de las FNCER además de las anteriormente mencionadas, tales barreras se podrían dividir bajo diferentes sectores como sigue (Rosso-Cerón & Kafarov, 2015):

- **Sociopolítico**

En este sector las principales barreras se deben al marco regulatorio ineficaz aun teniendo la ley 1715, falta de aplicación de las normas y reglamentos de difícil manejo para la ciudadanía.

- **Mercado**

En el aspecto de aceptación en el mercado, los obstáculos se presentan debido a que la electricidad convencional esta subsidiada además de presentar bajos impuestos en comparación con las FNCER, los altos costos asociados a la inversión inicial, las altas tasas de interés, la falta de capital, la percepción de riesgos, la inflación, la demanda de crédito entre otros se le suma a esta barrera.

- **Social**

La misma población colombiana se ha visto reacia al cambio debido a factores como la diversidad cultural, cuestiones estéticas y la falta de conocimiento que tiene la población en temas de FNCER, esta falta de conocimiento proviene de la falta de metodologías o herramientas claras al alcance de los ciudadanos que le permitan familiarizarse con toda la dinámica que implican las FNCER. Dentro de este aspecto se ubica la presente investigación, enfocada a los sistemas fotovoltaicos y que tiene como finalidad la elaboración de una metodología de diseño de sistemas fotovoltaicos a nivel residencial en la ciudad de Medellín como herramienta de evaluación económica de proyectos solares para la ciudadanía.

6 Marco Teórico

Debido a los temas a tratar durante esta investigación se hace necesaria la recopilación de información que abarque cada una de las temáticas a tratar, es por ello que a continuación se presenta el marco teórico contemplando el desarrollo de los temas anteriormente mencionados.

6.1 Irradiación solar

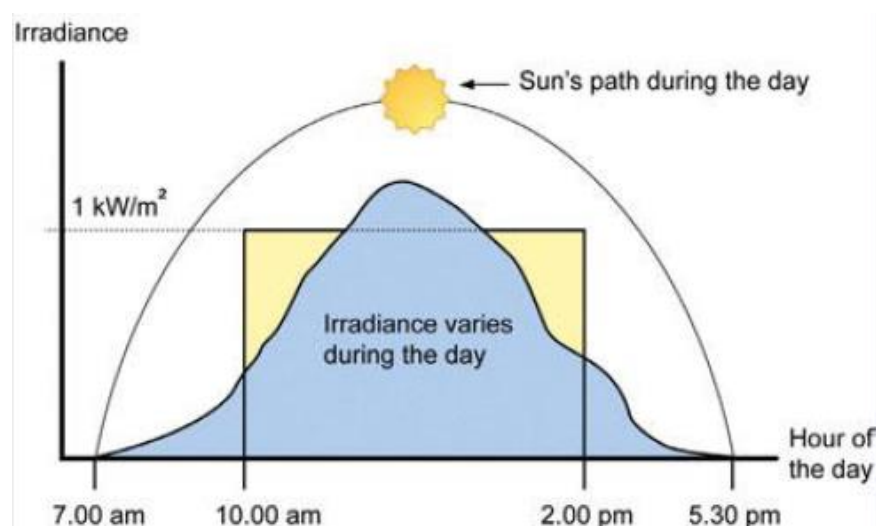
La radiación emitida por el sol es consistente, teniendo en cuenta esto existen variaciones significativas de la radiación en la superficie terrestre, ello se debe a la órbita de la tierra y el albedo de ciertas áreas (Stapleton & Neill, 2012).

Se hace importante cuantificar la cantidad de radiación solar para estimar el potencial de energía a producir que se tendría de la instalación. La cantidad de energía solar recibida por un área durante un día se le denomina insolación y se mide en kWh/m²día

En la Figura 3 se puede observar que el área bajo la curva azul, se puede llevar a un área aproximadamente cuadrada conformada por la sumatoria del área bajo la curva sobre la unidad de 1000 w/m² conocida como horas de sol pico o HSP (Stapleton & Neill, 2012).

Con las HSP es posible identificar la energía generada por un arreglo fotovoltaico al multiplicar la potencia instalada por las HSP.

Figura 3. Representación de las horas de sol pico (HSP)



Fuente: (Stapleton & Neill, 2012)

Las superficies obtienen mayores niveles de irradiación si son perpendiculares a la dirección del sol, pero debido a que la posición del sol varía a lo largo del día y la latitud de un lugar es constante, es

indispensable conocer los conceptos de ángulo de inclinación y acimut con el fin de posicionar adecuadamente los paneles solares y obtener la mayor cantidad de irradiación.

6.2 Posición del módulo fotovoltaico

La posición de los paneles solares se puede especificar mediante dos coordenadas angulares:

- **Orientación o ángulo acimutal (α):** Es el ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. La orientación sur del módulo fotovoltaico se corresponde con el origen y toma el valor 0° , la orientación oeste vale 90° , la orientación norte vale 180° y la orientación este vale 270° (Mascarós, 2015).
- **Inclinación o ángulo de elevación (β):** Es el ángulo formado por la superficie del módulo fotovoltaico y el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos en posición horizontal, y 90° para módulos en posición vertical. En instalaciones fijas este ángulo se fija en función de la latitud del lugar. (Mascarós, 2015).

La mayor cantidad de energía que pueden absorber los paneles solares se dan cuando estos se encuentran ubicados de forma perpendicular a los rayos del sol, en algunas aplicaciones los paneles solares no se encuentran fijos, por lo tanto, su inclinación se modifica en función de la estación del año en la que se aproveche de mejor manera la energía proveniente del sol.

Para el caso de aplicaciones donde se tengan paneles ubicados en posiciones fijas o estáticas como es el caso de esta metodología, es necesario encontrar cual es la posición óptima de los paneles.

Para el hemisferio norte, se recomienda instalar los paneles fotovoltaicos orientados hacia el sur considerando un ángulo de acimut óptimo de 0° , mientras que para el hemisferio sur, se recomienda instalarlos orientados hacia el norte con un ángulo de acimut óptimo de 180° (Mascarós, 2015).

Para determinar la inclinación óptima se utilizará una expresión que resulta del análisis de los cálculos de irradiación solar global horizontal para distintas inclinaciones en distintas latitudes como lo indica la ecuación 1.

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 |\varphi| \quad (1)$$

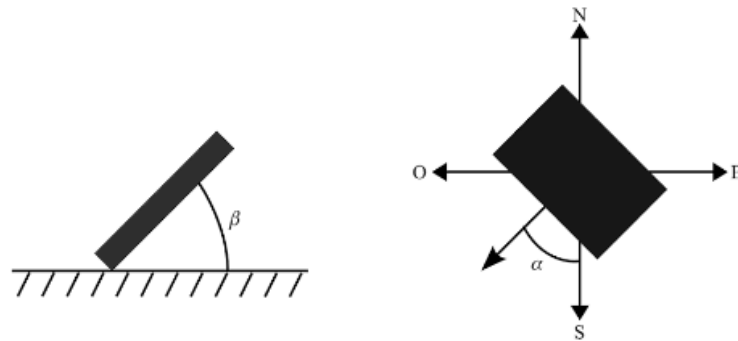
Donde:

β_{opt} = Inclinación óptima para maximizar la captación de energía anual en grados sexagesimales.

φ =Latitud del lugar en grados sexagesimales.

A continuación, en la Figura 4 se representa gráficamente las dos posiciones angulares de los paneles solares.

Figura 4. Posición de una superficie o modulo fotovoltaico.



Fuente: (Mascarós, 2015)

Cabe aclarar que no siempre se utilizan estos criterios para ubicar la posición de los paneles, muy posiblemente en muchos casos vendrá impuesta por la disposición de los tejados o la estructura donde se piensan ubicar.

6.3 Configuraciones básicas de instalaciones solares

Los sistemas de instalación solar a nivel residencial se podrían dividir en sistemas híbridos (Azaza & Wallin, 2017) o sistemas más sencillos conformados por sistemas conectados a la red con y sin almacenamiento (Ratnam, Weller, & Kellett, 2015a) o sistemas aislados (Goswami, 2015).

Bajo esta metodología se considerarán dos casos de conexión: Sistemas solares conectados a la red y sistemas aislados, ambos esquemas sin ayudas de generación por fuentes diésel, eólica u otros.

6.3.1 Sistemas solares conectados a la red

Los sistemas conectados a la red también se pueden dividir a su vez en sistemas con y sin almacenamiento.

6.3.1.1 Con almacenamiento

Esta configuración incorpora almacenamiento usando baterías, poseen la ventaja de que están conectados a la red pero también pueden funcionar en modo isla, esto permite descentralizar el suministro de energía y reducir los impactos que se puedan obtener cuando haya cortes en los sistemas de transmisión (Goswami, 2015). Los inversores de este tipo de instalaciones son de doble función o bien denominados híbridos ya que permiten tomar energía de la red, tomar energía de la batería u otras unidades de generación e inyectar a la red aquella energía extra. Este sistema está compuesto además del inversor de los siguientes componentes básicos: Paneles solares, regulador de carga (Si no está integrado en el inversor) y baterías (Stapleton & Neill, 2012).

La principal desventaja de este sistema está asociada a la disponibilidad y cuidado del banco de baterías, en ocasiones estas baterías permanecen bajo estados profundos de descarga, por lo que su vida útil se ve notablemente afectado (IRENA, 2015), además se deben asegurar ciertas condiciones óptimas de temperatura y humedad en el sitio para obtener el mayor rendimiento de estas (Deveau, White, & Swan, 2015).

6.3.1.2 Sin almacenamiento

Este sistema se dedica básicamente a la producción y utilización de energía siempre y cuando las necesidades dependan de la presencia de la luz solar. La gran ventaja de este sistema es que la energía captada se inyecta directamente en la red eléctrica sin límites cuantitativos, aprovechando la totalidad de la energía (Abella, 2005) .Las principales ventajas de este sistema sobre otros son:

- Aprovechamiento total de la energía fotovoltaica producida.
- Al no contar con baterías, las frecuencias de mantenimiento y la complejidad del mantenimiento son menores.

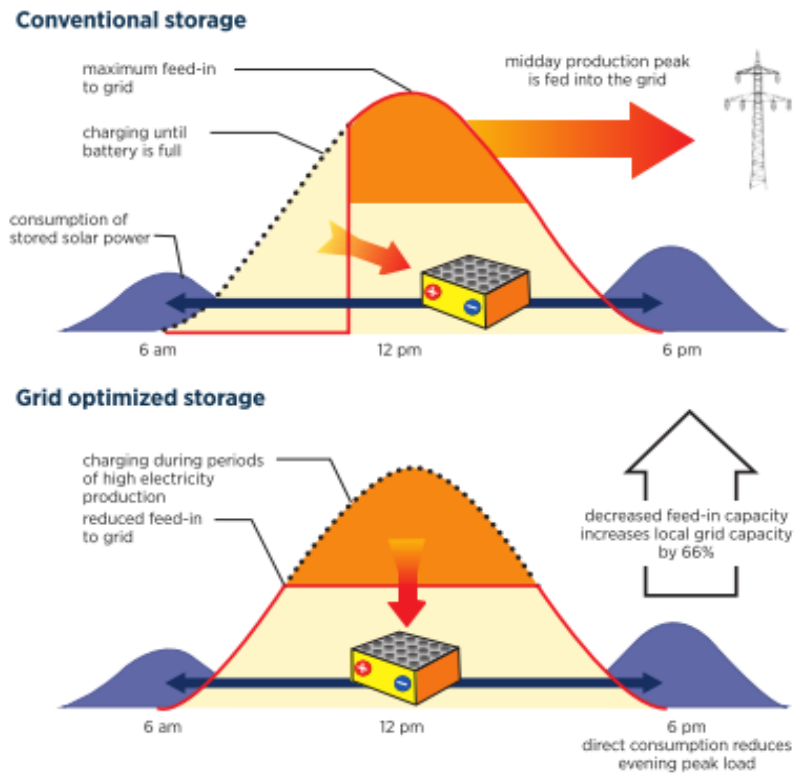
La mayoría de estos sistemas han sido integrados en tejados, debido a que es en este lugar donde se da la mayor captación de energía, este tipo de instalaciones es muy común en la realización de centrales fotovoltaicas o huertas solares (Abella, 2005).

Este tipo de sistema está formado básicamente por el arreglo de paneles solares y el inversor.

Para finalizar esta sección, en los sistemas que se encuentren conectados a la red es necesario tener en cuenta la optimización del autoconsumo de la energía, debido a la siguiente razón:

La máxima radiación solar se genera normalmente cercana al medio día, si la salida de energía solar fotovoltaica y los perfiles de carga de la batería no se controlan, la batería generalmente se cargaría por la mañana, cargándose por completo. Esto podría significar que exporta la energía a la red en el momento de producción máximo, pero esta exportación puede no corresponder a los periodos de demanda máxima de la red, generándose una sobreoferta excesiva de energías renovables en ciertas horas, además de que se podrían generar en las redes de distribución sobretensiones que superan los límites tolerables, en la Figura 5 ,se ilustra la diferencia entre las dinámicas de carga y descarga de baterías no controladas y controladas y la producción de energía fotovoltaica teniendo en cuenta la demanda de la red (IRENA, 2015).

Figura 5. Sistemas de control de almacenamiento de energía e inyección a la red.



Fuente: (IRENA, 2015)

6.3.2 Sistemas solares aislado o autónomos.

Son los denominados “Stand Alone Systems”, este tipo de sistemas están diseñados para operar independiente de la red eléctrica y aptos en algunos casos para soportar cargas en corriente continua o alterna. Este sistema cuenta con baterías o sistemas de almacenamiento que se encargan de servir como depósito de energía durante el día. La disponibilidad de suministro de energía de la batería está controlada por un regulador, en la Figura 6 se puede observar una representación gráfica de este esquema de configuración.

Este sistema está compuesto básicamente por:

- Arreglo de paneles fotovoltaicos.
- Baterías
- regulador de carga y o inversor.

Sus principales ventajas son (Thomas, Deblecker, & Ioakimidis, 2016):

- Están exentos de los fallos de la red y no hay dependencia de las compañías suministradoras.

- Generalmente son instalaciones con larga vida.
- No se consume combustibles fósiles para generar electricidad.

Sus desventajas están asociadas a (Sampaio & González, 2017):

- Rendimiento es bajo cuando se tienen periodos de baja radiación solar.
- Si el banco de baterías llegase a fallar, los usuarios se quedan sin servicio.

Figura 6. Sistema solar aislado o autónomo



Fuente: (VSPUR, 2017)

6.3.3 Componentes generales de un sistema solar

6.3.4 Módulos fotovoltaicos

El potencial de la energía solar, ha atraído la inversión de gobiernos y empresas de todo el mundo. Son más los laboratorios que trabajan para mejorar la eficiencia y crear células solares más potentes enfocándose en el desarrollo de nuevos materiales y métodos de fabricación (Sangster, 2014).

Un panel solar está conformado por varias pequeñas células que están interconectadas entre sí en modo serie o en paralelo. Dependiendo de este tipo de conexiones es que se pueden tener paneles solares de diferentes niveles de tensión y corriente generadas.

Los paneles solares son fabricados generalmente con materiales semiconductores, el semiconductor más usado es el silicio y para mejorar su grado de conductividad se le hace un proceso de dopaje en el cual se mezcla con otros elementos.

El Silicio es el material más usado para el proceso de fabricación de las células fotovoltaicas, de los cuales se derivan los paneles de silicio monocristalinos y policristalinos, siendo los más utilizados y mayor comercializados a nivel mundial (Stapleton & Neill, 2012).

6.3.4.1 Silicio monocristalino

Estas células son las más eficientes y generalmente las más caras, su coste inicial puede ser compensado con una mayor potencia ya que en comparación con las otras tecnologías es altamente eficientes, los paneles fotovoltaicos fabricados con este tipo de células poseen eficiencias de alrededor del 19 % (Stapleton & Neill, 2012).

6.3.4.2 Silicio policristalino

A diferencia del silicio monocristalino, estas células se fabrican mediante moldeo en bloques de silicio fundido, de modo que no se hacen a partir de lingotes de un único cristal de silicio si no de un compuesto de muchos pequeños cristales que van creciendo en orientaciones aleatorias a medida que se va solidificando el material, sin embargo esta técnica es menos costosa y más fácil de implementar (Stapleton & Neill, 2012).

6.3.4.3 Células solares de película delgada

Estas células solares son de películas delgadas que permiten su disposición sobre áreas extensas, esta tecnología ha sido objeto de investigación debido a que son menos costosos de fabricar que las células solares cristalinas, se han obtenido bajo objeto de investigación eficiencias de alrededor de 20.1 % mientras en el ámbito comercial se hallan células con eficiencias que están entre el 6% y el 12% (Stapleton & Neill, 2012)

Los materiales más comunes usados para su fabricación son:

- Silicio Amorfo (a-Si, Silicio aún, pero en forma diferente).
- Telururo de cadmio (CdTe).
- Cobre indio galio y selenio (CIS o CIGS).

Para realizar una comparación entre las diferentes tecnologías de los paneles es necesario tener en cuenta principalmente los siguientes factores:

- **Eficiencia (η_{pv}):** Es la relación de la salida de energía eléctrica de una célula solar a la energía luminosa incidente sobre la célula solar. La eficiencia se calcula dividiendo la potencia de salida de una célula en su punto máximo de potencia sobre su área superficial. (Hallam & Contreras, 2015).
- **Vida útil (V_{upv}):** Este indicador hace referencia al tiempo de duración en el cual el módulo fotovoltaico será capaz de producir efectivamente potencia, del tal manera que al final de su

vida útil efectiva sin que su caída en la producción sea inferior al 20 % (Said, EL-Shimy, & Abdelraheem, 2015).

- **Factor de degradación:** Indica la disminución de la potencia de salida del panel solar a lo largo del tiempo (Jordan & Kurtz, 2013).

A continuación, en la Tabla 1 se hace un resumen con algunas de las características más relevantes de las células solares usadas para la fabricación de los paneles fotovoltaicos.

Tabla 1. Comparación de tecnologías solares.

Material de la Célula fotovoltaica	Eficiencia de la célula (η_{pv})	Factor de degradación (d)	Vida útil Max. (V_{upv})
Silicio Monocristalino	14-20 %	0,36 %	41 años
Silicio Policristalino	13-15 %	0,7 %	30 años
Película delgada (Silicio amorfo)	6-9 %	1,1 %	15 años
Película delgada (CdTe)	9-11 %	0,55 %	21 años
Película delgada (CIS/CIGS)	10-12 %	1,2 %	12 años

Fuente: Elaboración propia a partir de: (Hallam & Contreras, 2015; Said et al., 2015; Stapleton & Neill, 2012)

6.3.5 Inversores

El inversor convierte la electricidad de una fuente de corriente continua a una alterna que coincide con el voltaje, la frecuencia y fase de interconexión de la red para garantizar la seguridad y la fiabilidad (Sangster, 2014).

EL tipo de inversor, su capacidad y sus prestaciones se escogen de acuerdo al tipo de instalación y conexión, pero para ambos casos se busca que los inversores estén diseñados especialmente para determinar constantemente el punto óptimo de generación de potencia sobre la curva de generación característica de los paneles solares.

Considerando los esquemas de conexión posibles para las instalaciones solares a nivel residencial, se presentan los siguientes tipos principales de inversores a utilizar:

6.3.5.1 Inversores de conexión a la Red.

Estos inversores poseen las siguientes características (Sangster, 2014):

- Funcionamiento totalmente sincrónico con la red
- Arranque y sincronización automáticos en presencia de insolación suficiente.
- Apagado automático en ausencia de insolación.

- Desconexión ante fallos de alimentación.
- Poseer aislamientos eléctricos a través de transformador.
- Seguimiento de potencia máximo sin problemas para un rango amplio de potencia.
- No sufrir daños frente a exposición de voltajes de entrada durante pequeños lapsos de tiempo.
- Protección contra sobretensiones en los lados de corriente alterna y directa.
Bajo consumo de energía reactiva de la red eléctrica.

Estos inversores no poseen la capacidad de controlar la dinámica de carga y descarga de una batería.

6.3.5.2 Inversores para sistemas aislados o híbridos.

Se consideraran este tipo de inversores, porque pueden funcionar para sistemas aislados y sistemas que consideren el uso de baterías, Integrando el regulador de carga dentro de sus funciones, son programables y por tanto flexibles frente a posibles expansiones (Reiter et al., 2015)

En los sistemas aislados, se busca principalmente que los inversores tengan las siguientes características (Sangster, 2014):

Poseen las siguientes características además de las que poseen los inversores de conexión a la red

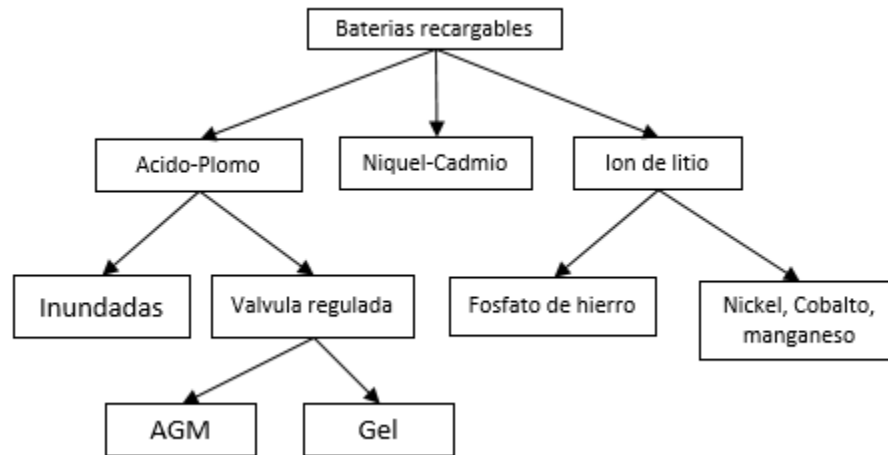
- Señal de salida sinusoidal con baja distorsión armónica.
- Protección contra sobretensiones por apagado de aparados con cargas inductivas.
- Capacidad de sobrecarga durante pequeños lapsos de tiempo.
- Capacidad de entregar corrientes elevadas durante pequeños lapsos de tiempo.
- Frecuencia de salida estable de acuerdo a la red.
- Alta eficiencia incluso cuando se tiene baja carga.

También se puede considerar un inversor y un regulador para el caso de sistemas que posean baterías y además estén conectados a la red, solo que habría que considerar un equipo por aparte que es el regulador de carga.

6.3.6 Baterías

Debido a la variabilidad de los regímenes de carga y descarga de los sistemas fotovoltaicos, se utilizan baterías denominadas estacionarias que sirven como sistemas de alimentación, Las baterías para aplicaciones solares, permiten satisfacer las demandas de energía inestable de la Red, ciclos de carga y descarga y recargas irregulares. Existe en el mercado una variedad de tipos de baterías, las consideraciones para elegir la correcta incluyen el costo, la vida útil, los ciclos, la instalación y el mantenimiento. A continuación, se hará una breve evaluación de las tecnologías más usadas para las instalaciones solares a nivel residencial, en la Figura 7, se observan los tipos de baterías más comunes utilizados para aplicaciones solares.

Figura 7. Tipos de batería para instalaciones solares.



Fuente: Elaboración propia a partir de: (Sangster, 2014)

6.3.6.1 Baterías de Acido plomo

Son el tipo de baterías más empleadas en las energías alternativas, usadas además de forma fiable en aplicaciones no conectadas a nivel mundial, este tipo de baterías se pueden dividir en dos grupos;

- **Inundado y Sellado:** Son las baterías con más despliegue a nivel mundial, las inundadas y selladas son las más baratas pero requieren de mantenimientos más frecuentes, necesitan operar en lugares ventilados debido a la producción de gases inflamables y sufren de bajas profundidades de descarga (<20%), ciclos de funcionamiento bajos (<500) y tiempos de vida limitados (3-4 años) (IRENA, 2015).
- **Válvula regulada (VRLA):** Es la designación para las baterías recargables de plomo-ácido de bajo mantenimiento, debido a su construcción, estas baterías VRLA no requieren la adición regular de agua a las células. El diseño de estas baterías tiene una relación más alta de potencia vs espacio ocupado, poseen una capacidad de suministrar energía a una alta velocidad, aunque con poca duración, generalmente se emplean frecuentemente en UPS y otras aplicaciones de alta velocidad, dentro de este campo de baterías se encuentran las baterías de plomo-ácido selladas (AGM) y las de Gel.

6.3.6.2 Baterías de Níquel Cadmio

Estas baterías se caracterizan por poseer rangos de temperatura más tolerantes que las de ácido plomo convencional, se utilizan principalmente en instalaciones fotovoltaicas que exigen de una vida útil extremadamente larga, situaciones en las que se necesita absoluta estanqueidad a los gases o a temperaturas muy bajas.

Estas baterías son más costosas que las baterías de plomo y poseen la misma capacidad, pero poseen el efecto de memoria en el cual se crean unos cristales en el interior de la batería, generados por los procesos de carga sin esta encontrarse descargada, reduciendo su capacidad (Sangster, 2014).

6.3.6.3 Baterías de Ion de litio

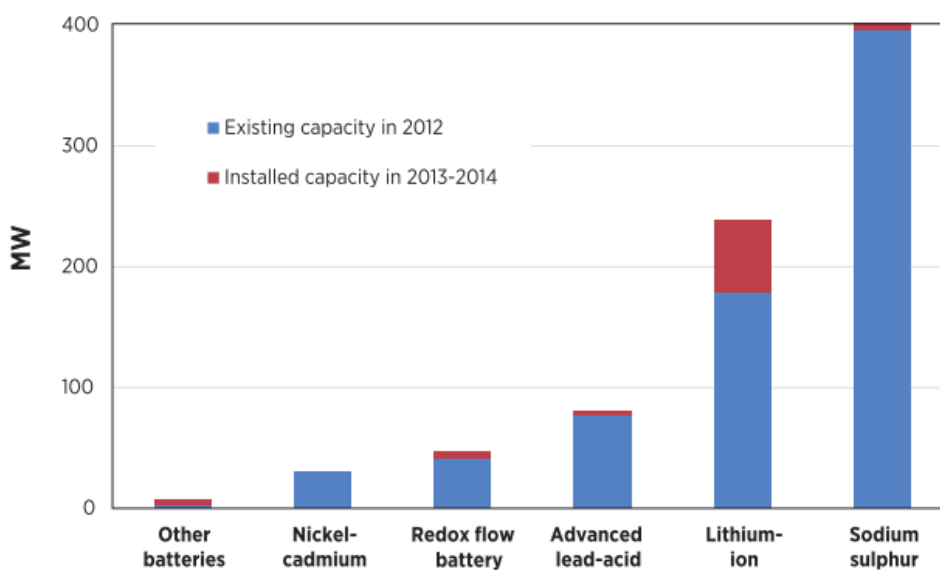
El mecanismo básico de este tipo de baterías es el transporte de un ion de litio transportado hacia atrás y hacia adelante entre el cátodo y el ánodo durante la carga y la descarga (Albright, 2012). Estas baterías poseen una alta densidad de energía y potencia en comparación con otras baterías, además que son altamente eficientes (80-90%) .

Todas las células de litio son “Ciclo profundo”, por lo cual cuentan con la capacidad de ser completamente cargadas y descargadas, teniendo en cuenta que la duración de la batería aumentará significativamente si la profundidad de cada descarga se limita solo al 80 %.

Dentro de este campo es muy común el uso de baterías de fosfato de hierro y litio (LiFePO₄ o LFP), ya que son las baterías de litio más seguras, no presentan elevado sobrecalentamiento y su material no es toxico y contaminante con el medio ambiente (X. Wang, Adelman, & Reindl, 2012).

Las baterías de litio para muchas aplicaciones han demostrado ser preferibles a otros tipos de baterías, ya que poseen una mejor densidad de energía y potencia, ciclos de vida y vida útil, a continuación, en la Figura 8 se puede observar que para al menos los años 2013-2014 este tipo de baterías fueron las de mayor capacidad instalada a nivel mundial sobre otro tipo de baterías.

Figura 8. Capacidad de potencia instalada (MW) en el sector eléctrico mundial por tipo de baterías.



Fuente: (IRENA, 2015).

En la Tabla 2 se podrá ver una breve comparación entre las baterías de ácido plomo y las de ion de litio teniendo en cuenta algunos aspectos técnicos que se trataran a continuación (Albright, 2012):

- **Densidad de energía:** Capacidad de almacenamiento de energía por unidad de peso [Wh/kg].
- **Ciclo de vida:** El ciclo de vida de una batería está representado por la cantidad aproximada de descargas a determinada profundidad de descarga o por sus siglas en ingles DOD “Depth of discharge”, a descargas más profundas, menor serán los ciclos que podrá realizar la batería y por tanto será menor su vida útil, por ejemplo, para indicar que una batería posee mil ciclos de vida teniendo descargas profundas solo hasta del 50 % se emplea la siguiente notación: 1000 @ 50 % DOD.
- **Ventana de estado de carga (DOD):** Representa el DOD máximo recomendado al cual se debería someter la batería para maximizar su vida útil [%].
- **Eficiencia (η_b):** La eficiencia está en función de la demanda, en los datos técnicos se entrega un porcentaje de eficiencia que es inversamente proporcional al tiempo de entrega de energía de la batería, es decir; a mayor exigencia de demanda de energía disminuye la eficiencia de la batería [%].
- **Autodescarga (σ):** Las baterías se descargan a un ritmo muy lento incluso así no estén conectados a ningún equipo, cuanto más alta sea la temperatura del sitio donde estén ubicadas, más rápido será este proceso. El porcentaje de auto descarga recomendado para sistemas fotovoltaicos debe ser de 2 a 5 % de la capacidad nominal por mes (Häberlin, 2012).
- **Vida útil (V_{ub}):** El tiempo de vida de una batería depende de los ciclos de carga y la profundidad a la que se somete en las descargas, el cuidado y mantenimiento y la temperatura a las que están sometidas, tanto las baterías tipo VRLA de ácido de plomo y de litio requieren de poco o nulo mantenimiento debido a que son selladas (Angenendt, Zurmühlen, Mir-Montazeri, Magnor, & Sauer, 2016).

Es de resaltar que la siguiente tabla es una representación muy simplificada de una comparación muy compleja (Albright, 2012) considerando todo el mercado de las baterías .

Tabla 2. Comparación de tecnologías de baterías.

	Plomo Acido	VRLA-Plomo Acido	Litio
Densidad de energía [Wh/kg]	30	40	250
Ciclo de vida	1200 @ 50 % DOD	1500 @ 50 % DOD	3000 @ 80 % DOD
Ventana de descarga recomendada (DOD)	50%	50%	80%
Auto descarga (σ):	3	3	1
Vida útil (V_{ub}):	3 años	6 años	14 años

Eficiencia (η_b):	100% @20 h descarga	100 % @ 20 h descarga	100 % 20 h descarga
	80 % @4 h descarga	80 % @4 h descarga	100 % 20 h descarga
	60 % @1 h descarga	60 % @ 1 h descarga	92% @ 1 hora descarga

Fuente: Elaboración propia a partir de:(Bukhari, Maqsood, Baig, Ashraf, & Khan, 2016; Häberlin, 2012; G.-B. Wang, Peng, & Huang, 1997)

6.4 Análisis económico

Para la evaluación de los beneficios de inversión en plantas de energía solar, los aspectos económicos se deben tener en cuenta, encontrándose diferentes medidas del valor económico de una inversión a través de diversas métricas financieras como es la evaluación del valor presente neto (VPN), el periodo de recuperación de la inversión, el LCOE o el valor de la tarifa equivalente, estas métricas permiten conocer la rentabilidad de la inversión de la energía fotovoltaica (Edalati, Ameri, Iranmanesh, Tarmahi, & Gholampour, 2016).

La evaluación del VPN es el valor de todos los flujos de caja futuros de la instalación descontados a una tasa de descuento, esta es una medida de la factibilidad económica de un proyecto, un VPN positivo indica que un proyecto es económicamente factible mientras que un VPN negativo indica que es económicamente inviable aunque no siempre es cierto para todos los casos (Edalati et al., 2016).

El periodo de recuperación de la inversión, es una medida del tiempo necesario para recuperar los costos de la inversión a través de ingresos o ahorros producidos por la instalación, los ahorros se deben a la reducción en los costos de la energía importada de la red para cualquier esquema de conexión, esta métrica es fácil de calcular y aplicarla al igual que el periodo de recuperación descontado (Akter, Mahmud, & Oo, 2017) xxxxxxxx, pero es una métrica que no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo e ignora también el hecho de que después de superado el periodo de recuperación de la inversión, se pueden tener beneficios o pérdidas en proyectos a largo plazo que no se pueden cuantificar con esta métrica (Nieuwoudt, 2014).

Ante la limitación de algunas métricas para considerar la evolución de la dinámica económica del sistema sobre toda su vida útil surge el costo nivelizado de energía o LCOE, (Patrono, Vergura, Member, Bari, & Orabona, 2015) en el cual se tiene en cuenta básicamente los Costos de capital, operación y mantenimiento, rendimiento y costes de combustibles por unidad de energía producida a lo largo de la vida útil (Ueckerdt, Hirth, Luderer, & Edenhofer, 2013a).

EL LCOE utiliza el VPN como parte de su cálculo y permite establecer comparaciones con diferentes tipos de tecnologías considerando la certeza en las condiciones de estabilidad de precios, esta evaluación no incluye cuestiones de financiación, descuentos o reemplazos futuros (Ueckerdt, Hirth, Luderer, & Edenhofer, 2013b).

La tarifa equivalente es una versión del LCOE modificada en el que incluye el balance económico de las ventas y compras de energía de la red.

6.5 Optimización de la solución fotovoltaica

Considerando ahora la metodología a utilizar en este trabajo y las que se encuentran en el ámbito de investigación, se podría clasificar los diferentes métodos de optimización y búsqueda y sus casos de aplicación más utilizados referentes a los diseños de sistemas fotovoltaicos.

- Técnicas de enumeración: En estas se busca el tamaño óptimo a partir de variaciones de las capacidades de los dispositivos de generación y almacenamiento; herramientas como el HOMER por sus siglas en inglés (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), se basa a en este método.
- Métodos iterativos: Son desarrollados por ordenadores mediante la formulación de modelos que relacionen la cantidad de elementos con funciones de costos y o restricciones, algunos de ellos utilizados en la optimización de estos métodos de búsqueda son los algoritmos genéticos, la Evolución diferencial, búsqueda dispersa, etc. (Sinha & Chandel, 2015), programación lineal (LP) (Lauinger, Caliandro, Van herle, & Kuhn, 2016), programación cuadrática (QP) (Ratnam, Weller, & Kellett, 2015b) o la programación entera mixta (Lindberg et al., 2016).
- Métodos basados en inteligencia artificial: Algoritmos genéticos (GA) (Tsuanyo, Azoumah, Aussel, & Neveu, 2015), algoritmos de optimización por enjambre de partículas (PSO) (Delgarm, Sajadi, Kowsary, & Delgarm, 2016) y algoritmos de colonia de hormigas (ACS) (Fetanat & Khorasaninejad, 2015).

Debido a la diferencia existente de operación entre los diferentes métodos de optimización, se espera que existan diferencias en cuanto a los tiempos de ejecución y la exactitud de las soluciones; la optimización heurística como lo son los algoritmos genéticos o el recalentamiento simulado, (Wenlei, Eke, & Lee, 2015) , presentan la desventaja de que pueden converger a mínimos locales del problema, pero considerando su menor costo computacional valdría la pena trabajar en encontrar un buen punto inicial para asegurar su convergencia, respecto a los métodos iterativos , estos tienen la desventaja de presentar altos costos computacionales sin aun garantizar que se encuentra el mínimo global del problema.

7 Revisión de literatura

7.1 Revisión de artículos

Aunque la energía solar fotovoltaica es aún incipiente como una fuente de generación solar a gran escala, esta ha presentado el mayor crecimiento en los últimos años, siendo su crecimiento promedio de un 50 % en el quinquenio 2009-2014 a nivel mundial. Este crecimiento se debe principalmente a la reducción de los costos asociados a los avances de la tecnología en su proceso de fabricación, a la sobreproducción de componentes producto de la crisis generada a partir del 2008 , la diversificación de productos y a la integración vertical (Laborde & Williams, 2016).

Signos de este crecimiento también se ven en diferentes ámbitos, el 2015 fue por ejemplo un año lleno de acuerdos y publicaciones relacionados con las energías renovables, incluyendo compromisos internacionales para fomentar el acceso a la energía renovable y avanzar en la eficiencia energética, así como adoptar objetivos dedicados al desarrollo sostenible que son puntos incluidos en las iniciativas de energías sostenibles para todos en la asamblea general de las naciones unidas (REN21, 2016).

Se han encontrado estudios de diseños de sistemas solares para diferentes aplicaciones y zonas del país como por ejemplo en el sector agropecuario (Asociado, 2010), o algunos diseños para sistemas menores a los 20 MW como en Buendía (2014), pero no se encuentran estudios detallados concentrados específicamente en los sistemas solares residenciales, tal que permitan acceder a una evaluación técnica y financiera mediante una metodología clara de un proyecto de generación solar.

Mediante diferentes metodologías se ha buscado la forma de optimizar la cantidad de los diversos componentes de una instalación solar, considerando en caso de instalaciones residenciales, existen casos como en Nieuwoudt (2014) ,donde se busca encontrar la potencia óptima instalada del sistema solar conectado a la red que minimizara el periodo de recuperación de la inversión utilizando técnicas de optimización en la provincia de Gauteng en el sur de África. En esta metodología se utilizaron varios modelos matemáticos que emulaban la potencia generada de los paneles solares a partir de datos horarios anuales de irradiación solar, la demanda horaria anual del sitio en cuestión y el balance de cargas horario que existe en una casa; a nivel financiero, para encontrar el costo total de la instalación dependiente de la potencia instalada, se partió de datos procedentes de diversos proveedores de servicios solares y se establecieron varios indicadores de costos en dólares [USD] sobre unidad de potencia [W] o [USD/W], con lo cual se realizó una interpolación lineal para encontrar una relación que permitiera estimar el costo total de la instalación por unidad de potencia instalada. Particularmente de este artículo se hace interesante que se compararon dos periodos de recuperación de la inversión con el mismo modelo considerando 2 dinámicas de la carga; en un primer modelo la carga lleva la misma dinámica de la cual se ha tenido registro durante varios años y la otra que es un modelo de carga propuesta en el

cual se plantea mover los consumos máximos del día a las horas de producción máxima de los paneles, como resultado final, el periodo de recuperación de la inversión mínimo encontrado para el primer modelo fue de aproximadamente 12 años considerando una potencia instalada de 676 w mientras que si se tenía en cuenta el movimiento de cargas, este podría disminuir hasta llegar a los 10.55 años considerando una potencia instalada de 3,05 kW, lo cual muestra también la importancia de aprovechar aquellas limitaciones de la energía solar.

Como se ha mencionado anteriormente, el uso de la herramienta HOMER se puede reflejar en Rezayati (2016), en el cual se pretende minimizar los costos asociados a la inversión inicial, operación y mantenimiento de un sistema híbrido en la ciudad de ISFAHAN-IRAN. La optimización de este sistema fue evaluada teniendo en cuenta la dinámica del mercado de energía, la venta de excedentes y también el análisis de sensibilidad del sistema considerando los costos del diésel, la irradiación solar y el viento. Para la evaluación económica, se consideraron aproximaciones lineales de los costos del sistema dependientes de la potencia instalada procedente de los paneles solares, la potencia instalada procedente del sistema de generación diésel y la cantidad de turbinas eólicas, Haciendo uso de herramientas de optimización se encuentra que la implementación de solo un modo de generación para un apartamento sería lo más impráctico y costoso, además de no poder suplir las necesidades energéticas para todas las horas del día como por ejemplo si se considerara solo instalación solar sin almacenamiento. Como conclusiones y teniendo en cuenta los análisis de sensibilidad de este artículo, se mostró que cuando la velocidad del viento es baja, el sistema óptimo estaría conformado por aquella combinación de generación diésel, paneles solares y baterías, mientras que cuando la velocidad del viento es superior a los 5.25 m la mejor opción incluiría las turbinas eólicas. La mejor opción que arrojo la optimización considerando un nivel medio de velocidad del viento estaría conformada por la combinación de paneles solares, generación diésel y baterías; la ausencia de los generadores eólicos se debe a su elevado costo.

Algunos entes internacionales como el parlamento europeo y el consejo de la unión europea, han definido un plan de acción definido como la directiva 2010/31/UE (Comisión Europea, 2010), relativa a la eficiencia energética de los edificios en el que se pretende que todos los edificios sean cero energía a finales del 2020. Algunos artículos como (Doroudchi, Pal, & Lehtonen, 2015) utilizan esta finalidad para aumentar el interés en los métodos de optimización aplicada a los edificios, como por ejemplo la programación entera mixta (MLP) (Lindberg et al., 2016) para minimizar el costo debido al consumo de energía para un hogar ubicado en Helsinki-Finlandia mediante la implementación de una solución que combine paneles solares con baterías, el método de optimización utilizado fue el algoritmo de programación lineal, considerando un modelo previamente elaborado que considera el balance de cargas en el hogar para cada hora del día tomando los correspondientes datos de irradiación, perfil de carga del sitio en cuestión y la tarifa horaria de la energía. En este caso, los escenarios de evaluación y comparación no están definidos por variaciones de los costos de la energía o la irradiación si no por 4 escenarios dados por la disponibilidad del área disponible del hogar en el tejado para la instalación de los paneles solares y al interés por querer evaluar en cual se podría obtener el mejor rendimiento. Bajo estas 4 posibles combinaciones, se concluyó que en 3 de ellos el rendimiento es muy similar, obteniéndose beneficios por la venta de los excedentes

almacenados por las baterías más aun cuando esta energía se vendía durante los picos de máxima demanda del día y producción de los paneles al igual que los ahorros generados por la no utilización de la red eléctrica.

De los trabajos anteriormente mencionados, se observa la importancia de mezclar el conocimiento de las herramientas de búsqueda u optimización con los elementos que hacen parte de los sistemas de generación de energía, especialmente los fotovoltaicos; es interesante ver las diferentes restricciones que se encuentran en los artículos, como por ejemplo el área disponible para la instalación o la idea de mover el perfil de carga para aprovechar mucho mejor las horas de mayor producción solar o la utilización de las baterías en los sistemas de generación para disminuir el uso de los generadores diésel. Cabe resaltar también que algunos modelos usados en el área financiera fueron basados en conocimientos dados por los costos aproximados de los equipos e instalaciones de cada zona evaluada. En cuanto las metodologías, se observa el gran contenido referente a los métodos de optimización, las teorías, supuestos y restricciones usadas, pero considerando que no todas las personas poseen estos niveles de educación y formación, sería difícil imaginar que alguna persona utilice de manera adecuada y con agrado estas herramientas para diseñar su propio sistema solar, sujeto a sus restricciones y a la finalidad que le quiere dar al sistema.

7.2 Revisión de herramientas de optimización.

Otro reflejo resultante del interés por el uso de la energía solar se presenta en forma de programas hechos específicamente para el diseño de instalaciones solares, como lo es el PVSOL (2017) , que permite realizar diseños en 3D sobre la ubicación del sitio y realizar simulaciones que incluye la evaluación del sistema para cada día del año , también se encuentra el Psis (Wittmer, Mermoud, & Schott, 2015) que también permite hacer cálculos de instalaciones solares considerando bases meteorológicas como lo es el Meteornom (Meteornom, 2016).

Algunas de estas herramientas se presentan como “calculadoras” de sistemas solares, requiriendo en algunos casos cierto dinero para adquirir el software; en otros casos las herramientas requieren conocimientos muy técnicos que no todas las personas poseen relacionadas con el tema de energía solar.

Herramientas avanzadas como el SAM (System Advisor Model) (N. Blair et al., 2014a), el RetScreen (Natural Resources Canada, 2017) o el HOMER permiten analizar de diferentes maneras un proyecto de generación fotovoltaico, considerando las tecnologías, modelos financieros y políticos, análisis estadísticos y de sensibilidad.

A continuación se hace un leve resumen sobre estas tres herramientas anteriormente mencionadas ya que son las más utilizadas por expertos e investigadores en general para realizar comparaciones y diseños (Lai & McCulloch, 2017).

- **System Advisor Model (SAM)**

Este software es desarrollado por el laboratorio nacional de energía renovable de estados unidos (NREL) con el fin de predecir el rendimiento de las energías renovables y analizar la viabilidad financiera de los sistemas residenciales, comerciales y de utilidad a gran escala a partir de análisis de rendimiento y estimaciones de costos de energía. La herramienta está diseñada para facilitar la toma de decisiones para las personas involucradas en la industria de las energías renovables como:

- Gerentes de proyectos e ingenieros.
- Analistas de políticas.
- Desarrolladores tecnológicos
- Investigadores

El primer paso para el diseño de sistemas en SAM es la escogencia de la tecnología y la financiación del proyecto, a partir de allí SAM rellena automáticamente las variables de entrada con un conjunto de valores predeterminados para el tipo de proyecto. Es responsabilidad ya del analista revisar y modificar los datos de acuerdo a las condiciones en las que se encuentre el sistema como por ejemplo su ubicación o los incentivos financieros presentes (N. J. Blair, Dobos, & Gilman, 2013).

Se puede descargar el software a través de la página oficial de NREL (NREL, 2017) e instalarlo, pero su uso está limitado a una determinada cantidad de accesos.

- **Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER)**

Este software está hecho para ayudar a diseñar micro redes de generación de sistemas conectados a la red y aislados permitiendo responder a las siguientes preguntas:

- ¿Qué tecnologías son las más rentables?
- ¿Qué tamaño deben tener los componentes de la instalación?
- ¿Qué sucede con la economía del proyecto si los costos o cargas cambian?
- ¿Es adecuado el recurso renovable?

HOMER permite encontrar la combinación de menor costo de componentes que cumplen con determinadas restricciones asociadas a la carga eléctrica o térmica simulando entre miles de sistemas de configuración, además a partir del análisis de datos por intervalo horario decide como operar los generadores, en que momento y cuanto cargar las baterías, obteniéndose un buen modelado de la intermitencia de las energías renovables, además se pueden generar datos solares sintéticos por hora a partir del índice de claridad promedio mensual o de los datos de radiación diaria si los datos reales no están disponibles (Tegani et al., 2013)

La descarga del programa e instalación es gratuita a partir de la sección de modelos y herramientas de NREL, pero su uso está limitado a una cantidad determinada de días.

- **Clean Energy Project Análisis: RETScreen**

RETScreen es un software de gestión de la energía limpia enfocado en la eficiencia energética, las energías renovables y cogeneración, su evaluación se da a partir del análisis de factibilidad y rendimiento energético de los proyectos (Natural Resources Canada, 2017)

Esta herramienta está compuesta por dos módulos RETScreen 4 y RETScreen Plus, el primero es un archivo basado en Microsoft Excel que facilita el análisis de los proyectos a partir de 5 pasos:

- 1) Uso de la energía.
- 2) Costos
- 3) Emisiones
- 4) Beneficios financieros
- 5) Riesgos asociados al proyecto.

El RETScreen plus permite a los dueños de los proyectos verificar el desempeño energético en curso de las instalaciones.

El software evalúa el desempeño de los sistemas basados en datos estadísticos mensuales promedio. Una de las principales ventajas del software es que tiene una abundante cantidad de datos geográficos incorporados, que se obtienen de la base de datos del clima de la NASA

RETScreen capacita a profesionales y tomadores de decisiones para identificar, evaluar y optimizar rápidamente la viabilidad técnica y financiera de los potenciales proyectos de energía limpia, también permite a los administradores medir y verificar el rendimiento real de sus instalaciones y ayudar a encontrar oportunidades de ahorro (Zandi et al., 2017).

A diferencia del HOMER y el SAM, los datos de irradiación solar que utiliza el RETScreen no son de una frecuencia horaria si no mensual. El software se puede descargar gratuitamente a partir de la página principal de RETScreen (Natural Resources Canada, 2017), su manejo después de su instalación no está limitado.

A continuación, en la Tabla 3 se ilustra una comparativa considerando los parámetros básicos con las que trabajan las herramientas anteriormente mencionadas.

Tabla 3. Tabla comparativa de herramientas de diseño y simulación de sistemas solares

	HOMER	RetScreen	SAM
Aplicaciones	Sistemas fotovoltaicos, Sistemas eólicos, microturbinas, células de combustible, Hidroeléctrica de río, generación diésel, gas, biogás.	Sistemas fotovoltaicos, Sistemas eólicos, generación con gas o diésel, turbinas de gas, Energía geotérmica, Hidroturbinas, biomasa, células de combustible, energía mareomotriz	Sistemas fotovoltaicos, Colectores Solares, Torres de concentración solar, Sistemas eólicos, Energía geotérmica, Biomasa, Calefacción solar, Concentradores lineales.

Entradas	Información meteorológica, Demanda, Parámetros técnicos, Tipos de conexión, información financiera y económica, Eficiencia de componentes, costo de componentes.	Información meteorológica, Metodologías de control, Demanda, tipo de conexión, costo de los componentes.	Información meteorológica, Demanda, información financiera y económica, Incentivos, Parámetros técnicos, Rendimiento del sistema y Costos.
Salidas	LCOE, TIR, VPN, Flujos de Caja, Energía generada, Energía excedente, compras de energía, Indicadores ambientales	Flujos de caja antes y después de impuestos, Energía generada, Indicadores ambientales, TIR, VPN, LCOE.	LCOE, TIR, VPN, Cobertura de la deuda, Predicciones de rendimiento y producción eléctrica, tasas de flujo de efectivo anual y gráficos personalizados.
Método de búsqueda u optimización	Búsqueda bruta	No optimiza, Evalúa proyectos	Optimización restringida por aproximación lineal(COBYLA), Optimización ligada a aproximación lineal cuadrática (BOBYQA)

Fuente: Elaboración propia a partir de :(N. Blair et al., 2014a; Lal, Dash, & Akella, 2011; Natural Resources Canada, 2017; NREL, 2017).

8 Objetivos

8.1 Objetivos generales

Diseñar un procedimiento de recomendación de soluciones solares fotovoltaicas a nivel residencial para la ciudad de Medellín.

8.2 Objetivos específicos.

- Determinar los posibles esquemas de conexión solar a nivel residencial, mencionando de cada una de ellas sus características, ventajas, limitaciones y requerimientos técnicos.
- Explorar, evaluar y seleccionar las métricas financieras para la evaluación de proyectos solares a nivel residencial.
- Seleccionar el método para determinar el número de paneles, baterías e inversor de las soluciones solares fotovoltaicas a nivel residencial.

9 Metodología

El diseño de una instalación solar requiere de una serie de estudios previos mediante una serie de etapas necesarias para garantizar su correcto funcionamiento. Todas estas etapas a su vez están compuestas por una serie de desarrollos o procedimientos en algunos casos teniendo en cuenta aspectos muy técnicos asociados al funcionamiento, estructura y tecnología de los componentes, considerando lo anterior, se hace necesario organizar y estructurar todas estas ideas mediante una metodología.

En esta metodología se considerarán aquellos aspectos que conforman los aspectos básicos para el diseño de una instalación solar general enfocándose en el sector residencial.

Las etapas o pasos recomendados y considerados bajo esta metodología son las siguientes:

1. Análisis del recurso solar

El potencial de energía que pueda generar un sistema solar depende en gran medida de la información obtenida de radiación solar y temperatura del sitio en evaluación, bajo el caso de aplicación de esta metodología se analizará y mostrará la información obtenida para la ciudad de Medellín.

2. Análisis de la demanda

Conocer o tener una idea de la dinámica de la carga y su consumo es necesaria para cuantificar la energía necesaria para satisfacer las necesidades de un hogar independiente del tipo de instalación o configuración, para ello en esta sección teniendo en cuenta la aplicación de esta metodología se realiza un análisis de la curva de demanda del sector residencial y se explica su importancia dentro del modelo, tal análisis es replicable y escalable a cualquier nivel, siempre y cuando se cuenta con la información suficiente y adecuada.

3. Análisis de la dinámica de operación del sistema

Saber cómo opera un sistema solar es indispensable para aquellas personas que busquen optimizar su rendimiento, poder proyectar a largo plazo la energía generada, analizar los modelos de comportamiento de los paneles, baterías o inversor y poder conocer la cantidad de energía a almacenar, la energía excedente, la energía comprada o estimar las descargas, las pérdidas y conocer las limitaciones del sistema es una fuente de información valiosa tanto para usuarios como diseñadores y por ello se analizan en esta sección.

4. Análisis económico

Son diversas las métricas financieras que existen para la evaluación de proyectos de inversión en energías renovables, pero poder llegar a tal punto de estimar el costo por energía producida es una de las formas más útiles para comparar la eficiencia de estas tecnologías frente al costo del operador

de red tanto para sistemas aislados como para sistemas conectados a la red, es por ello que en esta sección se analizará y entrará en detalle con la formulación y los modelos económicos considerados en el marco teórico,

5. Análisis de las pérdidas y factores de reducción

Esperar que una instalación solar funcione al 100 % de su capacidad es ideal, pero debido a diversos factores no se garantiza este funcionamiento debido principalmente a la naturaleza de los componentes, aspectos de instalación y en especial a los cuidados que se tengan sobre ellos, en esta sección se analizarán los aspectos más relevantes que no permiten obtener el mayor rendimiento de una instalación.

6. Estructuración del modelo

Luego de tener ya identificados los diferentes sistemas implicados en el diseño y funcionamiento de un sistema solar bajo los dos diferentes esquemas de conexión, es necesario tener una representación que permita identificar estas partes dentro del modelo que será utilizado para la búsqueda de la mejor configuración, para ello está esta sección.

7. Método de búsqueda de la solución

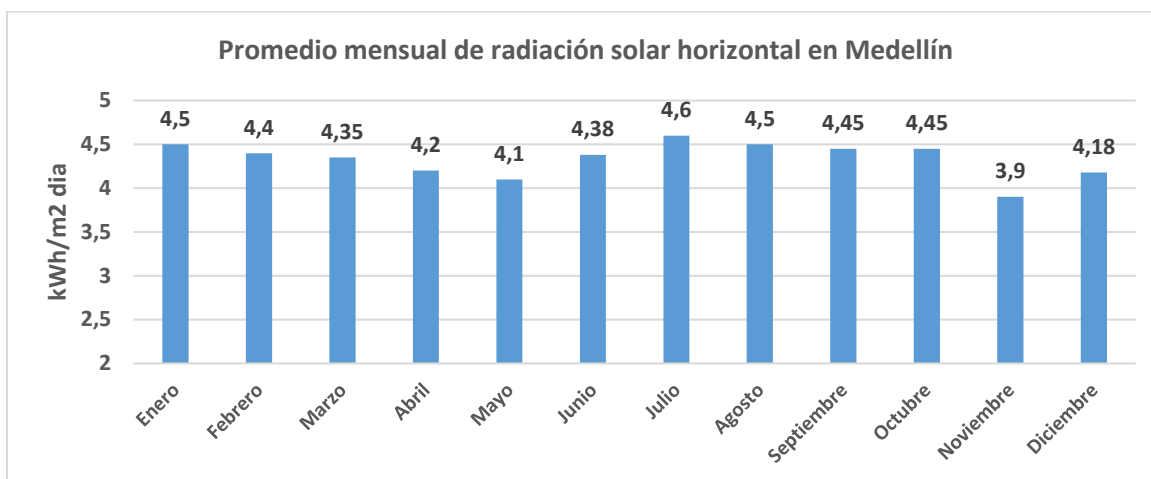
Finalmente en esta sección, se organiza y estructuran los desarrollos necesarios para el cálculo de un sistema solar mediante su formulación a un problema de optimización, para ello es necesario conocer la estructura del modelo elaborado a partir de los pasos anteriores, teniendo en cuenta todas las restricciones asociadas al sistema y las funciones de costo que se quieren optimizar, para luego mediante un modelo de búsqueda que tenga en consideración la dinámica total del sistema encontrar la solución más adecuada al problema planteado.

9.1 Análisis del recurso solar

Para el diseño de sistemas solares para cualquier aplicación, es importante disponer de información precisa o aproximada de los datos de irradiación del lugar donde se hará la instalación, bien sea de tablas de radiación, promedios anuales, programas, métodos o equipos de medición que permitan la estimación de esta información.

Bajo esta metodología se considerarán los datos de irradiación solar (G_a) y temperatura de la ciudad de Medellín (T_M), estos datos son importantes ya que con ellos se podrá estimar la generación de energía del sistema dependiendo de la operación, esta información servirá de entrada para el modelo considerado y se podrá ver con más detalle en la sección 9.5.1. Los datos de irradiación solar y temperatura fueron obtenidos de diferentes fuentes, una de ellas es el atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia proporcionado por el instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales de Colombia (IDEAM) (IDEAM, 2014), de este atlas se pudo obtener la irradiación solar horizontal promedio mensual histórica de la ciudad de Medellín que se puede ver a continuación en la Figura 9.

Figura 9. Promedio mensual de radiación global en Medellín



Fuente: Elaboración propia a partir de:(IDEAM, 2014)

Debido a la naturaleza horaria de los modelos de estimación solar y almacenamiento de energía por parte de las baterías, fue importante también obtener del IDEAM los datos correspondientes a los promedios horarios de irradiación solar horarios tal como se puede ver en la Tabla 4.

Tabla 4. Promedio de irradiación solar horario de la ciudad de la ciudad de Medellín.

ESTACION METROMEDELLIN (MEDELLIN)												
PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m²)												
HORA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0,5	0,7	0,3	0,2	0,1	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3
1-2	0,3	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
2-3	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2
3-4	0,4	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
4-5	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1
5-6	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,3	0,2	0,3	0,6	0,6	0,1
6-7	15,6	15,8	23,2	36,3	42,7	43,8	38,2	35,5	43,7	44,0	40,6	25,6
7-8	105,1	105,3	108,5	154,0	165,4	166,4	159,3	151,4	165,5	173,9	174,4	152,9
8-9	252,6	266,6	265,3	315,5	328,5	337,7	331,2	333,5	342,6	354,6	345,6	323,0
9-10	399,7	431,2	423,0	505,6	486,9	487,8	492,6	509,3	526,5	502,9	501,5	461,7
10-11	501,0	577,1	546,1	613,7	587,7	567,4	612,3	644,6	643,2	602,5	598,9	577,0
11-12	539,3	589,9	614,5	642,5	590,6	617,1	647,3	653,6	685,9	616,1	614,0	609,5
12-13	602,2	624,1	664,2	614,0	579,4	658,7	683,3	668,1	682,4	610,8	624,8	645,3
13-14	571,4	610,4	570,9	537,4	503,3	609,2	633,9	613,6	583,9	503,9	506,8	553,8
14-15	480,1	493,2	460,1	424,0	416,3	502,6	526,8	498,1	457,2	354,0	370,6	420,0
15-16	345,5	328,7	292,7	239,8	279,9	350,5	377,6	367,4	303,2	216,5	224,1	260,5
16-17	179,4	185,3	146,4	114,2	142,0	196,4	207,2	213,5	155,2	100,5	95,4	107,2
17-18	40,6	52,5	43,6	28,8	33,9	51,2	60,3	58,1	33,9	12,3	11,4	17,5
18-19	2,1	3,3	2,2	1,1	0,9	1,7	2,8	2,1	1,3	0,6	0,6	1,0
19-20	1,2	1,5	0,7	0,5	0,4	0,5	0,8	0,6	0,7	0,5	0,4	0,7
20-21	1,0	1,2	0,6	0,4	0,3	0,3	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,6
21-22	0,9	1,1	0,5	0,3	0,2	0,3	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,5
22-23	0,7	1,0	0,4	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,2	0,4	0,5
23-0	0,6	0,8	0,4	0,2	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2	0,3	0,4
Acumulada diaria	4034,7	4283,4	4160,8	4227,1	4157,9	4590,9	4773,3	4749,0	4624,8	4093,2	4109,3	4155,0

Entre 0 y 200 (Wh/m²)

Entre 200 y 400 (Wh/m²)

Entre 400 y 600 (Wh/m²)

Entre 600 y 800 (Wh/m²)

Mayor a 800 (Wh/m²)

Fuente: (IDEAM, 2014)

Se observa que los mayores niveles de irradiación a lo largo del año se obtienen entre las 12 y 2 de la tarde.

Los datos suministrados por el IDEAM permiten tener una idea de los niveles de irradiación presentes para cada hora del año teniendo en cuenta también la variabilidad que hay entre los meses.

Será importante esta información obtenida ya que se complementa con los datos de irradiación solar horarios de la ciudad de Medellín a lo largo de un año que fueron obtenidos por medio de una herramienta de búsqueda online proporcionada por el Sistema de Alerta Temprana del Valle de Aburrá, 2017).

Aunque estos datos representan mediciones realizadas en estaciones ubicadas en la ciudad de Medellín, algunos datos horarios no se encontraban disponibles, fue por ello que se recurrió también a evaluar las series de tiempo suministradas por software de diseños solares o plataformas como el SAM (N. Blair et al., 2014b). Esta plataforma posee una recopilación de datos meteorológicos que datan de más de un año, seleccionando los datos que más representen la gama de fenómenos meteorológicos del sitio en cuestión, lo que se conoce como año típico meteorológico o por sus siglas en inglés TMY (“Typical Meteorological Year”), tanto los datos de irradiación como de temperatura fueron tomados para complementar con la información suministrada por el SIATA.

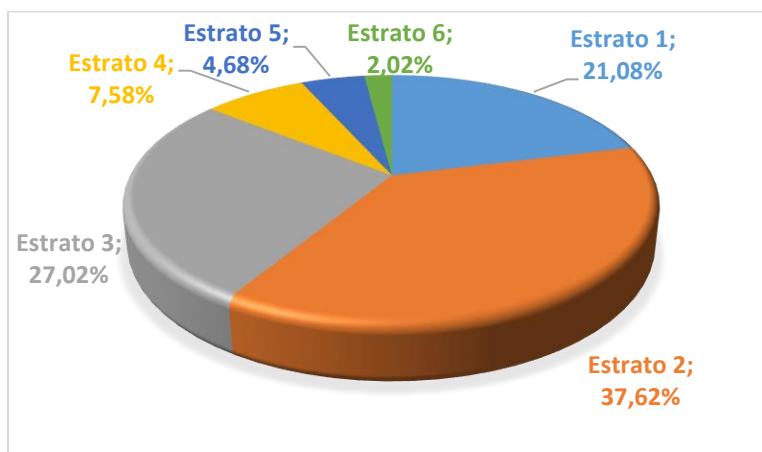
9.1.1 Análisis de la demanda

Generalmente lo que los usuarios hacen con la energía eléctrica es algo que no concierne al ente que suministra la energía, por el contrario, cuando se pretende instalar un sistema solar, es necesario conocer detalladamente las necesidades y deseos de los usuarios con el fin de maximizar el rendimiento de la instalación buscando dimensionar el sistema adecuadamente.

Un error en el dimensionamiento del sistema conduce a insatisfacciones del usuario, bien sea por que no se llega a satisfacer las necesidades energéticas, porque el sistema pudo haber quedado sobredimensionado o por que presenta fallos de manera frecuente.

Considerando el enfoque de esta metodología y analizando el sector residencial en Medellín, este representa casi el 40 % del total de la demanda de energía eléctrica del sistema, lo que se convierte en un gran potencial del desarrollo en el campo de las energías renovables (UPME & BID, 2015), en Medellín, el sector residencial está conformado por 6 estratos, cuya distribución a nivel de suscriptores se ilustra en la Figura 10.

Figura 10. Distribución porcentual de suscriptores por estrato en la ciudad de Medellín.

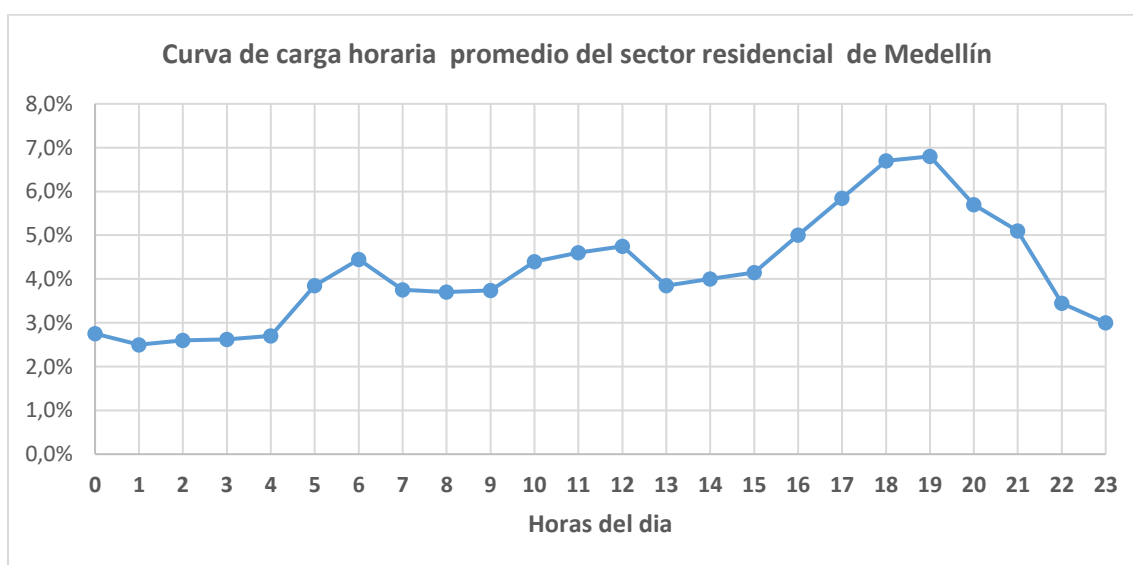


Fuente: Elaboración propia a partir de : (SIU, 2016)

Debido a la naturaleza horaria del modelo que se ha considerado, es de vital importancia contar con la caracterización del consumo horario a nivel residencial a lo cual se le denomina curva de carga, la curva de carga representa los picos promedio obtenidos en intervalos de una hora para cada hora del día, lo que brinda información sobre las características y dinámicas del sitio analizado.

Es de resaltar que las dinámicas de los hogares, perfiles de consumo y cantidad de energía demandada dependen de la composición familiar, los horarios de trabajo, estadía, etc., lo ideal sería que para cada hogar se pudiese hacer una caracterización personalizada, pero debido a la imposibilidad de hacer esto, se utilizará para efectos prácticos la curva de carga horaria con el fin de darle más realidad a la metodología, la curva de carga se ilustra en la Figura 11.

Figura 11. Curva de carga horaria promedio del sector residencial de Medellín.

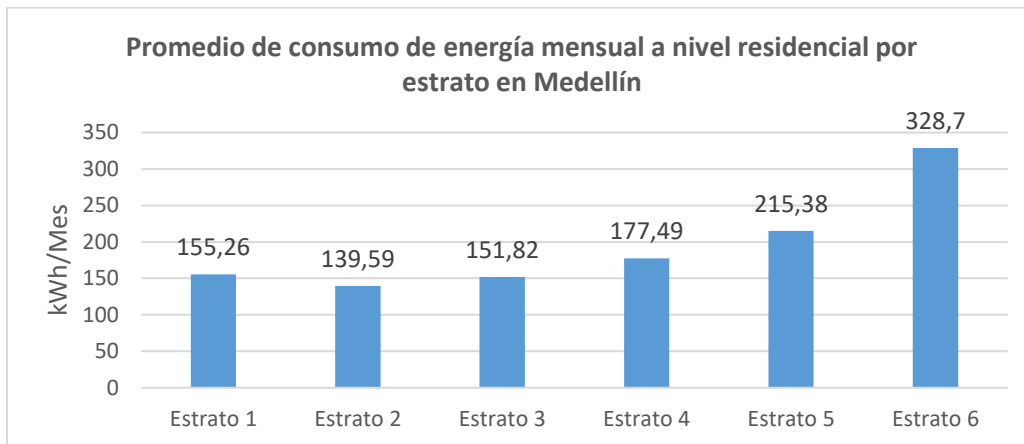


Fuente: Elaboración propia a partir de: (SIU, 2016)

También es importante realizar una caracterización de los consumos de energía para cada estrato con el fin de realizar la evaluación técnica y económica de las instalaciones solares de una manera general; los niveles de consumos promedios de energía para cada estrato en la ciudad de Medellín, ahora denominados (C_{en}) se pueden ver resumidos en la Figura 12.

También denominará la potencia demandada por el hogar para cada instante de tiempo como $P_L(t)$.

Figura 12. Promedio de consumo de energía mensual a nivel residencial por estrato en la ciudad de Medellín.



Fuente: Elaboración propia a partir de:(SIU, 2016)

Considerando que también se hará una evaluación económica posterior, al igual que el consumo de energía por estrato, resulta importante conocer el costo de la energía por unidad de consumo (kWh).

En Antioquia el Operador de Red es EPM (Empresas Publicas de Medellín, 2017), el precio del kWh que ofrece está sujeto a una serie de subsidios o contribuciones regidos por la ley 142 de 1994 (REPUBLICA, 2014), dependiendo del estrato de la siguiente manera:

- **Estrato 1:** Por ley tienen un subsidio del 50% del valor del kilovatio hora.
- **Estrato 2:** Por ley tienen un subsidio del 40% del valor del kilovatio hora.
- **Estrato 3:** Por ley tienen un subsidio del 15% del valor del kilovatio hora.
- **Estrato 4:** No tienen subsidio ni contribución.
- **Estrato 5 y 6:** Pagan contribución del 20 %.

El gobierno ha definido que los usuarios que viven a más de 1000 metros sobre el nivel del mar como es el caso de Medellín, deben tener un consumo subsidiado (C_s) de hasta 130 kilovatios hora mes y los usuarios que vivan a menos de 1000 metros sobre el nivel del mar se subsidian 173 kilovatios hora mes. Los usuarios que consuman por encima de estos límites deberán pagar los kilovatios hora adicionales a tarifa plena (Empresas Publicas de Medellín, 2017).

El costo de la energía de la red, se definirá como (C_{ne}) y su valor depende del tipo de estrato y usuario.

En la Tabla 5 se resume lo expresado en los anteriores párrafos.

Tabla 5. Costos por kilovatio hora y subsidio por estrato en la ciudad de Medellín

	Descripción	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5 y 6	
C_{ne}	Costo de energía de la red	204,29	255,36	405,89	477,51	573,01	0-Cs
		477,51	477,51	477,51			<Cs

Fuente: Elaboración propia a partir de:(Empresas Publicas de Medellín, 2017)

Toda la información anterior, permitirá analizar los diseños solares para cada estrato y la posibilidad de analizar la dinámica horaria del sistema.

8. Posición de los paneles solares

Medellín está ubicado en el centro geográfico del valle de aburrá, sobre la cordillera central de los andes en las coordenadas 6°13'35" N 75°24'05" O, Su latitud y longitud en coordenadas en grados decimales son respectivamente 6.2518400° y -75.5635900°

Retomando la ecuación 2 se procederá a calcular el ángulo óptimo de inclinación para la ciudad de Medellín como sigue:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 |6.26^\circ| \quad (2)$$

Dando como resultado un ángulo de inclinación óptimo de 8.03°.La UPME ha recomendado una inclinación mínima de 10° para evitar la acumulación de las partículas en el aire y el estancamiento de agua (UPME, 2003).

9.2 Estrategia de operación del sistema solar

Antes de evaluar la dinámica de funcionamiento total del sistema, es necesario conocer y analizar cada uno de los modelos matemáticos que participan en la dinámica, comprender las relaciones establecidas entre ellos, ya que es de esta manera que se puede saber cuánta energía produciría el sistema, cuanta energía se podría vender, cuanta energía se puede almacenar, cuando la batería entra en operación o cuando no, etc., a continuación, se analizaran los diferentes modelos considerados.

9.2.1 Módulo de generación solar

La energía solar proviene de la conversión de la radiación solar en energía, para obtener esta energía y garantizar que se obtenga una alta eficiencia en el proceso de conversión, los módulos

fotovoltaicos deberán trabajar siempre con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia o por sus siglas en ingles MPPT (“Máximo power point tracking”).

En el siguiente modelo aquí sugerido en la ecuación 3, representa la potencia máxima generada de un panel solar policristalino estándar, considerando que el sistema trabaja bajo MPPT y que la potencia de salida del panel tiene en cuenta las afectaciones debido a la temperatura en el sitio (Sansa, Villafafila, & Bellaaj, 2015):

$$P_{\max}(t) = \frac{G_a(t)}{G_{a,0}} (P_{\max,0} + \mu_{p,\max}(T_M(t) - T_{M,0})) \quad (3)$$

Donde:

P_{\max} =Maxima potencia suministrada por el Panel solar [w]

G_a =Irradiación solar [w/m²]

$G_{a,0}$ =Irradiación solar en condiciones estándar [w/m²]

$P_{\max,0}$ =Máxima potencia generada en condiciones estándar.

T_M =Temperatura del módulo fotovoltaico en operación [c°].

$T_{M,0}$ =Temperatura del módulo fotovoltaico en condiciones estándar [c°].

$\mu_{p\max}$ =Coeficiente de temperatura de máxima potencia [%/c°].

La temperatura del módulo voltaico depende de la temperatura ambiente, T_a y de la radiación solar horaria $G_a(t)$, tal como se muestra en la ecuación 4.

$$T_M(t) = T_a(t) + G_a(t) * \left(\frac{NOCT - 20}{800}\right) \quad (4)$$

Donde

NOCT = Temperatura de operación normal de la célula fotovoltaica [c°] de las siglas en ingles NOCT (“Nominal operating cell temperature”).

9.2.2 Módulo de almacenamiento de energía.

El mecanismo de carga y descarga del banco de baterías depende de las condiciones de potencia generada por la instalación solar, la cantidad de potencia generada por la instalación solar se refleja en la ecuación 5.

$$P_{pv}(t) = N_{pv} * P_{\max}(t) * F_r \quad (5)$$

Dónde:

N_{pv} = Cantidad de paneles solares de la instalación.

F_r = Factor de reducción general [%].

El factor de reducción se verá y tratará con mayor detalle en la sección 9.4

La energía es la suma de la potencia por unidad de tiempo, bajo esta metodología considerando el tiempo de muestreo de los datos (1 hora), la energía generada por los paneles solares para cada hora $E_{pv}(t)$ está dada por la ecuación 6.

$$E_{pv}(t) = P_{pv} * (1 \text{ h}) \quad (6)$$

Los datos de demanda también poseen un tiempo de muestreo de una hora, por lo que la energía demandada se puede expresar mediante la ecuación 7.

$$E_L(t) = P_L * (1 \text{ h}) \quad (7)$$

Para cualquier hora la energía almacenada de una batería está relacionada con su estado de carga y energía producida un instante de tiempo anterior, durante el proceso de carga, es decir, cuando la energía total generada por el arreglo de paneles fotovoltaicos es más grande que la demanda, la capacidad de la batería para determinar cada hora $E_b(t)$ puede ser descrita como indica la ecuación 8.

$$E_b(t) = E_b(t)(1 - \sigma) + (E_{pv}(t) - E_L(t)/\eta_{inv}) \eta_b \quad (8)$$

Cuando la demanda de la carga es mayor que la potencia generada por el arreglo solar, el banco de baterías entra en proceso de descarga, por tanto, el estado de carga disponible para cada hora se puede expresar como lo indica la ecuación 9.

$$E_b(t) = E_b(t)(1 - \sigma) + (E_{pv}(t) - E_L(t)/\eta_{inv}) \quad (9)$$

Dónde:

$E_b(t)$ = Energía almacenada en el banco de baterías en el instante t [kWh]

η_{bat} = Eficiencia de la batería [%]

σ = Descarga diaria de la batería [%]

$E_L(t)$ = Demanda de energía en el instante t [kWh]

η_{inv} = Eficiencia del inversor [%]

9.2.2.1 Estado de carga de la batería

Evaluar el estado de carga de la batería permite conocer cuando esta se encuentra en estado de sobrecarga o cuando no puede suministrar energía (Descargada).

El estado de sobrecarga ocurre cuando la energía generada por el sistema solar sobrepasa la capacidad máxima de almacenamiento de la batería y esto sucede cuando esta se encuentra cargada, o hay generación fotovoltaica y poca demanda, se denominará a la energía máxima de almacenamiento que soporta la batería como E_{bmax} , bajo este estado de carga, un controlador interviene y para el proceso de carga.

El estado de descarga ocurre cuando la capacidad de suministro de energía disminuye al nivel mínimo que puede almacenar la batería, denominado como E_{bmin} , en este caso el sistema de control debería desconectar la carga para evitar daños permanentes o acortar la vida útil de la batería (H. Yang, Zhou, Lu, & Fang, 2008).

El estado de carga del banco de baterías debe permanecer idealmente entre un valor mínimo y un valor máximo con el fin de preservar la vida útil de la batería tal como lo indica la ecuación 10 (Sansa et al., 2015)

$$E_{bmin} \leq E_b(t) \leq E_{bmax} \quad (10)$$

La energía mínima en la batería se relaciona con la energía máxima de la capacidad de batería como lo indica la ecuación 11 (Bilal, Sambou, Kébé, Ndiaye, & Ndong, 2012)

$$E_{bmin} = (1 - DOD) * E_{bmax} \quad (11)$$

Donde DOD [%] representa la profundidad de la descarga de la batería vista en la sección

La relación existente entre la capacidad máxima de almacenamiento del banco de baterías y la cantidad de baterías expresa en la ecuación 12.

$$E_{bmax} = N_b C_{apb} \quad (12)$$

Donde.

N_b = Numero de baterías

C_{apb} = Capacidad de almacenamiento máximo de la batería [kWh]

9.2.3 Modelo del inversor

La potencia que transita por el inversor para cada instante de tiempo cuando este se encuentre en operación está dada por la ecuación 13 (Bilal et al., 2012):

$$P_{inv}(t) = \frac{P_L(t)}{\eta_{inv}} \quad (13)$$

La potencia del inversor expresada en términos de energía considerando el tiempo de muestreo de una hora se encuentra en la ecuación 14.

$$E_{inv}(t) = P_{inv}(t) * (1h) \quad (14)$$

9.2.4 Dinámica de operación

La energía generada por el sistema y la cantidad de energía almacenada dependen del tiempo, independiente de si el sistema es aislado o no, la diferencia entre la energía generada por el arreglo fotovoltaico y la carga está determinada por la ecuación 15 (Tegani et al., 2013).

$$\Delta E(t) = E_{pv}(t) - E_L(t)/\eta_{inv} \quad (15)$$

Donde

$\Delta E(t)$ = Diferencia entre la energía fotovoltaica producida y la energía demandada

Con base en esta diferencia, se evaluará la dinámica del sistema fotovoltaico con y sin baterías.

9.2.4.1 Dinámica de operación con baterías

Si $\Delta E(t) \geq 0$, La energía generada por los paneles es mayor que la energía demandada, la diferencia generada se usará para cargar las baterías, siempre y cuando esta no supere la cantidad de energía que pueda almacenar la batería durante ese periodo de tiempo, la expresión que indica la cantidad de energía que almacena la batería por unidad de tiempo $E_{ch}(t)$ se muestra en la ecuación 16 (Borhanazad, Mekhilef, Gounder, Modiri-delshad, & Mirtaheri, 2014):

$$E_{ch}(t) = E_{bmax} - E_b(t - 1) \quad (16)$$

Teniendo en cuenta esta cantidad de energía, se debe considerar lo siguiente:

- (a) Si $\Delta E(t) \geq E_{ch}(t)$, la energía que entrega el sistema excede la capacidad de almacenamiento de la batería, si el sistema se encontrase conectado a la red se vertería a la red la energía restante, la ecuación que indica la cantidad de energía excedente para cada instante de tiempo esta expresada en la ecuación 17 (Borhanazad et al., 2014).

$$E_{exc}(t) = \Delta E(t) - (E_{bmax} - E_b(t - 1)) \quad (17)$$

Bajo estas condiciones la batería se cargaría por completo.

- (b) Si $\Delta E(t) < E_{ch}(t)$, la batería no ha alcanzado su límite máximo y es posible almacenar más cantidad de energía, la expresión para la carga de batería está dada por la ecuación 8.

Considerando que la energía generada por el sistema es mayor a la demanda, toda la energía generada por el sistema sería consumida por la carga, respecto a la energía en exceso que genere el sistema, no se asegura que sea consumida por el mismo usuario y no haría parte de la energía total generada ya que no se tiene control sobre ella, La energía total generada bajo este caso estaría dada por la ecuación 18.

$$E_t(t) = E_L(t) \quad (18)$$

Si $\Delta E(t) < 0$, la energía que suministran los paneles solares es inferior a la energía demandada, para satisfacer la demanda se hará uso de las baterías, siempre y cuando estas dispongan de energía suficiente, la cantidad de energía máxima que puede entregar el banco de baterías sin llegar a descargarse por debajo de su nivel mínimo recomendado se puede ver en la ecuación 19 (Borhanazad et al., 2014):

$$E_{dch}(t) = E_{bmin} - E_b(t - 1) \quad (19)$$

Considerando la anterior ecuación se considerarán las siguientes condiciones.

- (a) Si $\Delta E(t) > E_{dch}(t)$ la energía que puede suministrar la batería es suficiente para satisfacer la demanda y entrar en el proceso de descarga, su dinámica estaría representada por la ecuación 9.

Estando en proceso de descarga y mientras no llegue a su límite mínimo E_{bmin} , el sistema está en la capacidad de suministrar las exigencias de la demanda, por tanto se cumple lo expresado en la ecuación 18.

- (b) Si $\Delta E(t) < E_{dch}(t)$, la energía que entregaría la batería no sería suficiente para satisfacer toda la demanda, por lo que la batería inicialmente entra en proceso de descarga entregando toda su energía restante hasta llegar a su nivel mínimo E_{bmin} , la energía generada durante ese instante de tiempo que dura esta descarga puede ser representada mediante la ecuación 20.

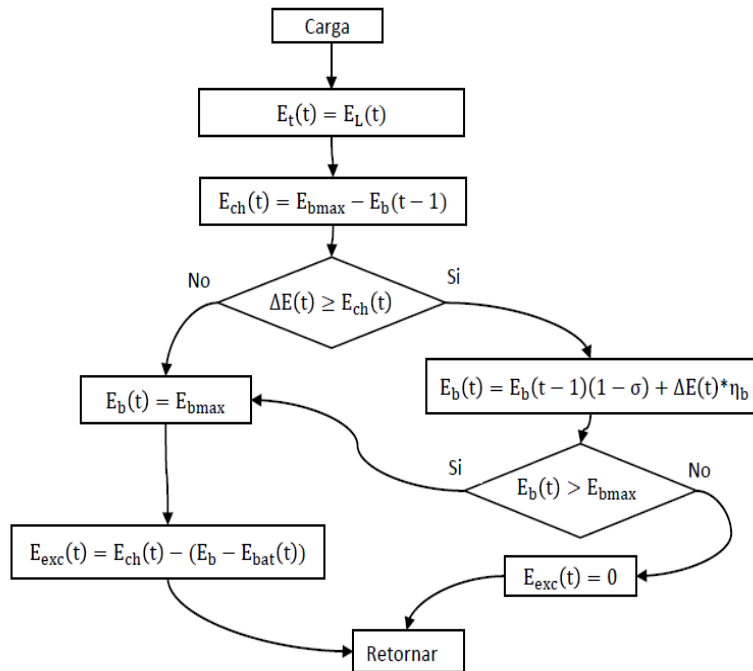
$$E_t(t) = E_b(t - 1) - E_{bmin} \quad (20)$$

Cuando la batería llega a su nivel mínimo y si el sistema se encuentra conectado a la red, sería necesario comprar la energía restante para satisfacer la totalidad de la demanda y la energía necesaria a comprar estaría expresada mediante la ecuación 21 (Borhanazad et al., 2014):

$$E_{ne}(t) = E_b(t - 1) + \Delta E(t) - E_{bmin} \quad (21)$$

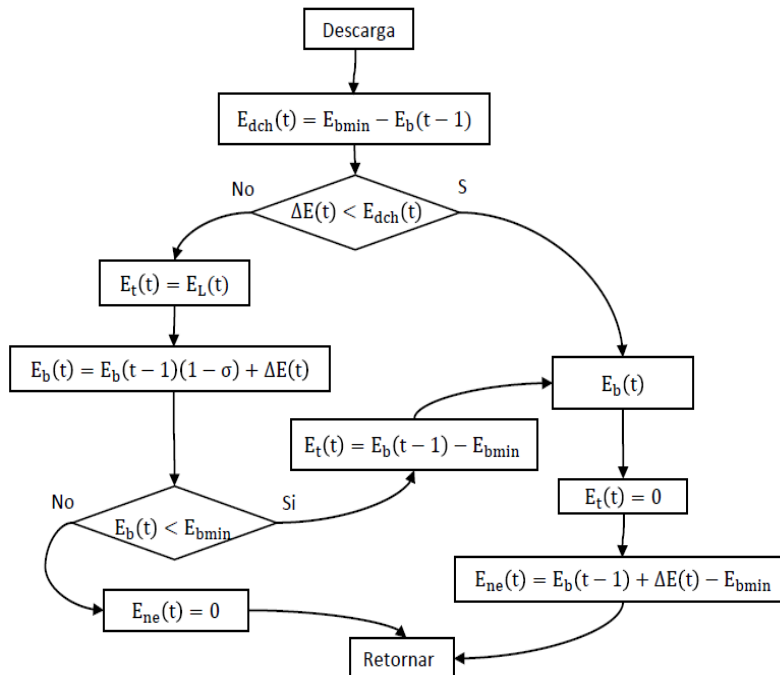
A continuación, en la Figura 13 se puede ver el diagrama de flujo de la dinámica del sistema cuando la batería se encuentra en proceso de carga y en la Figura 14 el diagrama de flujo de la dinámica del sistema cuando las baterías se encuentren en proceso de descarga.

Figura 13. Dinámica de operación del sistema cuando este se encuentre en proceso de carga.



Fuente: Elaboración propia a partir de: (Borhanazad et al., 2014)

Figura 14. Dinámica de operación del sistema cuando este se encuentre en proceso de descarga.



Fuente: Elaboración propia a partir de: (Borhanazad et al., 2014)

9.2.4.2 Dinámica de operación del sistema sin almacenamiento

Cuando el sistema no posee baterías, la operación se simplifica, ya que no se consideran las etapas de carga –descarga y sus implicaciones.

Si $\Delta E(t) \geq 0$, la generación del arreglo fotovoltaico es mayor a la demanda, en estas condiciones la energía generada satisface la demanda y por tanto la energía generada por el sistema sin considerar la energía en exceso estaría dada por la ecuación 18.

La energía en exceso (E_{exc}) que se vertería a la red si el sistema se encuentra conectado a la red estaría dada por la ecuación 22.

$$E_{exc}(t) = E_{pv}(t) - E_L(t) \quad (22)$$

Si $\Delta E(t) < 0$, la generación del arreglo fotovoltaico es menor a la demanda, la energía total generada proviene solo de la energía que el arreglo fotovoltaico pueda suministrar y estaría dada por la ecuación 23.

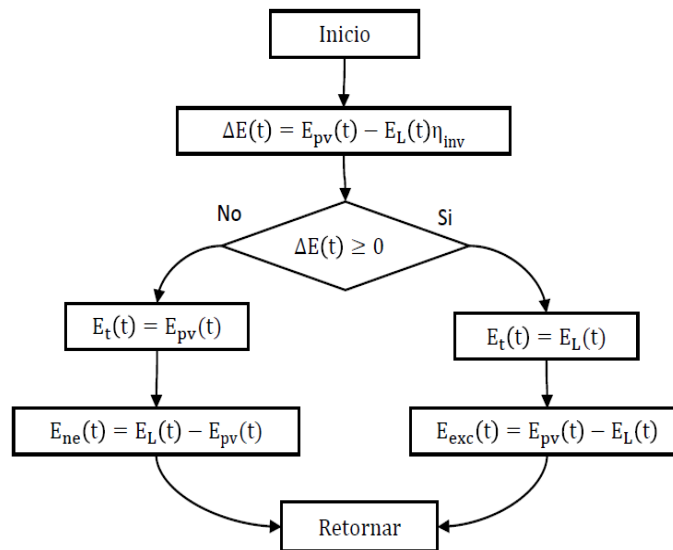
$$E_t(t) = E_{pv}(t) \quad (23)$$

Si el sistema se encuentra conectado a la red, sería necesario comprar la energía que el sistema no puede satisfacer, la cual se representa mediante la ecuación 24.

$$E_{ne}(t) = E_L(t) - E_{pv}(t) \quad (24)$$

En la Figura 15 se muestra el diagrama de flujo representativo de la dinámica de operación del sistema sin almacenamiento.

Figura 15. Dinámica de operación del sistema sin almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Borhanazad et al., 2014)

9.3 Análisis económico

9.3.1 Evaluación del LCOE

La evaluación y selección de proyectos que representan opciones energéticas, no se hacen solamente considerando su viabilidad técnica, el aspecto económico juega un papel relevante en la toma de decisiones, conocer cuanta energía se espera producir, que tan eficiente es el sistema y a que costo se generaría la energía producida, componen factores decisivos de las fuentes energéticas disponibles (Ouedraogo, Kouame, Azoumah, & Yamegueu, 2015).

Ante estas inquietudes, diversos trabajos e informes académicos (Branker et al., 2011; Kang & Rohatgi, 2016a, 2016b; NREL, 2016; Ouedraogo et al., 2015; Said et al., 2015; Ueckerdt et al., 2013a) utilizan una métrica financiera común para comparar los costos de generación de diferentes tecnologías denominado LCOE, esta métrica permitirá bajo e informes académicos utilizan una métrica financiera común para comparar los esta metodología comparar los costos de generación de las plantas solares a nivel residencial vs el costo del kWh obtenido de la red eléctrica.

El costo de energía nivelado, se define como el costo total de vida de una inversión dividido sobre la energía generada por esta inversión, a nivel económico es el precio interno (medio) al cual se va a vender la energía para alcanzar un valor presente neto igual a cero, para calcularlo se utilizará la siguiente expresión que se muestra en la ecuación 25 (Pearce, 2011):

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O y M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (25)$$

Donde

n = Vida útil del proyecto [Años]

I_t = Costos de inversión [\$]

$O y M_t$ = Costos de mantenimiento y operación [\$]

F_t = Costos de combustibles [\$]

E_t = Energía generada [kWh]

d = Factor de degradación [%]

r = Tasa de descuento [%]

De los anteriores parámetros, los costos de combustibles son cero, ya que no se considerarán bajo esta metodología fuentes de generación diésel u otras a partir de combustibles, los otros parámetros se tratarán a continuación:

9.3.1.1 Tasa de descuento (r)

La elección de la tasa de descuento más apropiada está sujeta a una amplia incertidumbre, el concepto de tasa de descuento está asociado a la cuantificación del dinero en el tiempo y este varía según las circunstancias, la ubicación y el periodo de evaluación del proyecto considerado (Pearce, 2011).

Esta tasa es fundamental en la evaluación de proyectos, porque permite proporcionar una pauta de comparación contra la cual el proyecto se mide, siendo esta una medición del coste de oportunidad de los fondos y recursos que se disponen o utilizan en los proyectos , indicando cuanto dejan de ganar los inversionistas (en este caso los usuarios del sector residencial) por colocar sus recursos en el proyecto (Herrera, 2008).

Dado que bajo esta metodología se consideran los precios de la energía vigentes hasta el mes de abril del 2017 como un precio constante durante toda la operación financiera tanto para el LCOE como para la tarifa equivalente, no se tendrán en cuenta las proyecciones de inflación colombiana durante los años de evaluación de los proyectos, la tasa de descuento estará libre de efectos inflacionarios (Jiménez, Cadavid, & Franco, 2014).

De esta manera, la tasa de descuento reflejará el costo de oportunidad de la opción de inversión más cercana para los tomadores de decisiones, bajo esta condición, se decidió tomar como tasa de descuento a aquella tasa de interés real promedio de un CDT (Certificado de depósito a término) de 360 días (Banco de la república de Colombia, n.d.) restándole el valor de la inflación promedio de los últimos cinco años, entendiéndose esta tasa de descuento como una “prima de inflación” (Jiménez et al., 2014).

9.3.1.2 Vida útil del proyecto (n)

EL tiempo de evaluación de la vida útil del proyecto bajo el LCOE es un factor que influye notablemente en la evaluación de esta métrica, un valor no cercano a la realidad, puede poner en riesgo la viabilidad del sistema. Este ciclo de vida se toma generalmente en relación a los paneles solares, ya que son el componente con la mayor vida útil de una instalación solar (Hernández-Moro & Martínez-Duart, 2013).

La vida útil que se garantiza por parte de los productores oscila entre los 25 a los 30 años (Dunlop, Halton, & Ossenbrink, 2005),(Sherwani, Usmani, & Varun, 2010).por lo que se tomara el valor de 25 años para la evaluación del LCOE en esta metodología.

9.3.1.3 Costos de Inversión

Los costos de inversión están constituidos básicamente por:

- Costo de los paneles solares.
- Costo del inversor.

- Costo de las baterías.
- Costos de instalación
- Costos asociados a los reemplazos
- Otros

No se considerarán dentro del modelo costos de: Transporte, construcción, terreno y desmantelamiento de la instalación luego de haber cumplido su vida útil.

Con el fin de ser más exactos y acertados con la evaluación de esta metodología respecto al valor de los equipos, se decidió realizar la labor de averiguar con diversas compañías de servicios de energía solar y venta de equipos en la ciudad de Medellín, entre las compañías consultadas están: Ecolumen (Ecolumen, 2017), Erco energía (Erco, 2017), (Solarplus, 2017), Hersic (Hersic, 2017) , y Solenium.

La forma en la que se presentaran los costos en las siguientes secciones será mediante un indicador que refleja el costo por unidad de potencia [\$/W] (Para el caso de paneles e inversor) y el costo por unidad de almacenamiento de energía [\$/kWh] (Para las baterías), esto para normalizar las medidas.

Cabe aclarar que, debido a la gran oferta de equipos, los resultados aquí presentes son un promedio de los diferentes costos de los equipos consultados.

9.3.1.4 Costo de los paneles solares

Los módulos solares representan casi el 60 % del total de toda la instalación solar (Hernández-Moro & Martínez-Duart, 2013), los costos dependen de las diferentes tecnologías existentes en el mercado, considerando esto se tomó como referencia a los paneles con tecnología poli cristalina y mono cristalina , recordando que son los de mayor comercio a nivel mundial, el costo del panel solar por unidad de potencia, se definirá como C_{upv} y su costo dependerá del tipo de tecnología de panel como lo indica la Tabla 6.

Tabla 6. Costos de unidad de potencia por tipo de panel.

	Descripción	Unidad	Policristalino	Monocristalino
C_{upv}	Costos de unidad de potencia del panel solar	\$/W	2858	3397

Fuente: Elaboración propia.

De esta forma, los costos totales del arreglo solar (C_{pv}) se pueden definir como lo refleja la ecuación 26.

$$C_{pv} = N_{pv} * P_{max.o} * C_{upv} \quad (26)$$

9.3.1.5 Costo de inversores

Al igual que para los módulos solares, también se hizo una evaluación de los diversos inversores que se ofrecen en el mercado, decidió limitarse la potencia buscada de estos, considerando inversores de menos de 5 kW, ya que esta será la potencia máxima definida por el espacio de búsqueda del problema de optimización y que se podrá analizar en detalle en la sección 9.6.1.

Contando con aquellos inversores objeto de las características que se buscan en esta metodología y evaluados en la sección 6.3.5 se pueden utilizar los siguientes tipos de inversor:

- Inversor de conexión a la Red.
- Inversores para sistemas aislados o híbridos.

En el mercado se presentan diversas marcas, por lo que los precios para una misma potencia pueden variar, bajo esta metodología se consideraron inversores que tuvieran una vida útil estimada mayor o igual a 10 años, y una eficiencia mayor al 98%.

Se denominará el costo por unidad de potencia del inversor solar como C_{uinv} , cuyo valor dependerá del tipo de configuración a implementar tal como se ve en la Tabla 7.

Tabla 7. Costo del inversor por unidad de potencia y tipo de aplicación.

	Descripción	Unidad	Inversor de Conexión a Red	Inversor híbrido
C_{uinv}	Costo de unidad de potencia del inversor solar.	\$/W	757	878

Fuente: Elaboración propia.

El tamaño del inversor depende del tamaño del arreglo sola y su relación se expresa mediante un factor de dimensionamiento dimensionado F_{dinv} y está dado por la ecuación 27 (Ramli, Hiendro, & Twaha, 2015).

$$F_{dinv} = \frac{\text{Tamaño del arreglo solar [kW]}}{\text{Tamaño del inversor [kW]}} \quad (27)$$

Generalmente el tamaño del inversor es frecuentemente definido igual al tamaño del arreglo solar, sin embargo, ello no tendría en cuenta la componente de potencia reactiva, por tal motivo es necesario el sobredimensionamiento en relación con el arreglo solar.

Se ha informado que sobredimensionamientos del 30 %, es decir $F_{dinv} = 1,3$ representan un tamaño óptimo para el inversor (Ramli et al., 2015).

El costo total del inversor solar estaría dado por la ecuación 28.

$$C_{inv} = C_{uinv} * N_{pv} * P_{max.o} * F_{dinv} \quad (28)$$

9.3.1.6 Costo de las baterías

Al igual que el inversor y los paneles solares, se buscó en el mercado los precios promedios diferentes tecnologías de baterías, al igual que en los casos anteriores, los costos dependen en gran medida de las marcas y prestaciones de los equipos, bajo esta metodología se tomaron en cuenta los costos promedio considerando diversas marcas y capacidades de tres tipos de baterías.

El costo de la batería por unidad de energía almacenada se denominará C_{ub} y su valor depende del tipo de tecnología, tal como se puede observar en la Tabla 8.

Tabla 8. Costos de baterías por tipo de tecnología y unidad de almacenamiento.

	Descripción	Unidad	Litio	VRLA-Acido Plomo	Acido plomo
C_{ub}	Costo por unidad de almacenamiento	\$/Wh	1485	350	290

Fuente: Elaboración propia.

El costo total de las baterías como solares C_b como lo indica la ecuación 29.

$$C_b = N_b * C_{ub} * C_{app} \quad (29)$$

9.3.1.7 Costos de instalación (I_t)

Los costos de instalación dependen de la facilidad y acceso que se tenga para el sitio en el que se va a realizar la instalación, se decidió evaluar en este caso con empresas encargadas de realizar instalaciones eléctricas a nivel industrial como lo son: Promontajes (Promontajes, 2017) o Electromontajes (Electromontajes, 2017) .El caso de aplicación que se dio fue el de una casa promedio, con disponibilidad en el techo para ubicar 3,8 kW de arreglo solar ya que es un valor promedio de una instalación solar a nivel residencial en los países desarrollados, obteniéndose un indicador de unidad de potencia instalada (C_{uins}) de 610 \$/W.

Se denominará los costos por unidad de potencia instalada como C_{uins} , de esta forma se puede expresar los costos totales de instalación como lo indica la ecuación 30.

$$C_{ins} = N_{pv} * P_{max.o} * C_{uins} \quad (30)$$

9.3.1.8 Costos asociados a los reemplazos

Los costos asociados a los reemplazos C_{remp} ingresarán a los flujos de caja en la sección de inversión cuando estos sean requeridos, es decir, los equipos que requerirían reemplazo son el inversor y las baterías en el caso de que sea un sistema aislado, no se consideran reemplazos de los paneles debido a que su vida útil puede ser mayor a los 25 años.

9.3.1.9 Otros

Dentro de esta clasificación se encuentran los dispositivos de protección , cableado, interruptores, entre otros, en este aspecto es importante considerar que en Colombia todas las instalaciones deben cumplir con el Reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) y las normas propuestas por el instituto colombiano de normas técnicas y certificación (ICONTEC) respectivas, respecto a las anteriores normas deben de garantizarse un grado mínimo de aislamiento eléctrico para equipos y materiales, incluyéndose los elementos necesarios que garanticen la seguridad de las personas frente a contactos críticos, es necesario contar con todas las protecciones necesarias para la instalación contra cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones (Ortiz, 2013).

Se han estimado que los costos de estos equipos (C_{ot}) son de alrededor del 10 % de los costos de inversión de los paneles, baterías e inversor (Morales Sánchez, 2013), tal relación se encuentra reflejada en la ecuación 31.

$$C_{ot} = (10\%) * (C_{pv} + C_b) \quad (31)$$

9.3.1.10 Costos de operación y mantenimiento (OyM_t)

Las operaciones de mantenimiento al considerar instalaciones solares sin sistemas de seguimiento se enfocan en las limpiezas regulares que incluyen inspecciones visuales, verificación de estados de operación poniendo especial cuidado en las conexiones eléctricas.

Para las baterías, el proceso de mantenimiento depende del tipo de batería utilizada, pero en términos generales, deben inspeccionarse los alrededores de las baterías en busca de evidencias de fugas, humedad y revisarse tanto las conexiones eléctricas como el voltaje del banco de baterías con el fin de establecer si este se encuentra dentro de los valores establecidos por el fabricante.

Los costos anuales de operación y mantenimiento pueden variar dependiendo de la mano de obra que la realiza, por lo que estimar un valor se torna difícil. Según Cellura, Di Gangi, Longo, & Orioli,(2012) (,van der Zwaan & Rabl, 2004) estos costos podrán estar alrededor del 1,5-2% respecto al costo total de inversión inicial del sistema.

Los costos asociados a los reemplazos de los equipos están asociados a la correcta operación del sistema, estos se hacen efectivos cuando sea requerido el reemplazo del equipo por que se ha terminado su vida útil.

Bajo esta metodología se considerará que los costos de operación y mantenimiento representan el 2% del costo de la inversión total, por tanto, podemos expresar los costos de operación y mantenimiento en relación con los costos de inversión como indica la ecuación 32.

$$O \text{ y } M_t = (2\%)I_t \quad (32)$$

9.3.1.10.1 Energía generada (E_t)

La energía generada depende de la evaluación del modelo del sistema frente a todos los parámetros que interfieren sobre él, bajo esta metodología se considera la energía del sistema generada a lo largo de un año, este valor es el que se incluye en el modelo del LCOE considerando la degradación del sistema y la evaluación a 25 años y se podrá evaluar más en detalle en la sección 9.2.

9.3.1.11 Factor de degradación (d)

Los equipos que componen una instalación solar en general poseen una degradación anual intrínseca, por lo que se espera que la producción de electricidad disminuya a medida que avanza el tiempo.

Gran parte de la degradación se debe a los paneles solares, la encapsulación de los módulos, la protección contra el clima, la humedad y la oxidación y el hecho de poder soportar cargas mecánicas como lo es el viento, el granizo y la exposición de los módulos fotovoltaicos a la radiación ultravioleta.

Como se pudo observar en la sección 6.3.4 la degradación de los paneles depende del tipo de panel a utilizar, pudiendo variar desde un 0,36% a un 1,2% de degradación anual.

9.3.2 Evaluación de la tarifa equivalente

El LCOE permite como se ha mencionado anteriormente , permite estimar el costo de producción por unidad de energía generada para cualquier tipo de tecnología de generación eléctrica, considerando que la misma es cien por ciento independiente de la red eléctrica, se hace con este fin para poder comparar entre otras tecnologías y contra la misma red eléctrica (Ueckerdt et al., 2013a).

En el caso de tener un sistema conectado a la red, este tiene la posibilidad de tomar energía de la red cuando sea necesario y verter sus excedentes, bajo este caso se habla de una tarifa por satisfacción de energía demandada, y se obtiene considerando el modelo del LCOE incluyendo algunos cambios como lo son:

- Sumar a los costos de Inversión, operación y mantenimiento el balance entre los ingresos y egresos de las compras y ventas a la red eléctrica.
- Como el sistema se encuentra conectado a la red, la energía producida es la misma energía demandada, ya que espera que siempre se tenga la disponibilidad de la red.

El factor de degradación que afectaba toda la energía generada en el LCOE solo afectará en este caso la porción de energía generada por el sistema solar, esto conlleva a que anualmente sea mayor la energía comprada a la red para equilibrar las demanda.

Considerando lo anterior, la tarifa equivalente queda definida mediante la ecuación 33

$$\text{Tarifa [$/kWh]} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O y M_t + F_t - C_{\text{exc}}E_{\text{exc}} + C_{\text{ne}}E_{\text{ne}}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_L}{(1+r)^t}} \quad (33)$$

Donde:

E_{exc} = Energía excedente [kWh]

C_{exc} = Precio de venta del kWh en exceso [\$/kWh]

E_{ne} = Energía de la red necesaria [kWh]

C_{ne} = Costo de la energía de la red [\$/kWh]

E_L = Energía demandada [kWh]

Los demás parámetros del modelo, son los mismos que se han definido y utilizado para el modelo del LCOE.

9.3.3 Periodo de recuperación de la inversión

El tiempo de recuperación de la inversión, es el tiempo necesario para que los flujos de caja acumulados a través de los ingresos o ahorros iguallen la inversión inicial (Nieuwoudt, 2014).

Para calcular este periodo se utiliza la ecuación 34.

$$I_t = \sum_{t=1}^P \text{NFC}_t \quad (34)$$

Donde:

P=Periodo de recuperación de la inversión [Años]

NFC_t = Flujos de caja

Los flujos de caja resumen los ingresos y egresos de una empresa o proyecto en un periodo de tiempo determinado, si se analizan los flujos de caja de una casa con instalación solar, podemos deducir que estos hacen referencia a los gastos producidos debido a la operación, mantenimiento y reemplazo de equipos, por lo tanto, evaluar este periodo de recuperación no tendría sentido ya que los flujos de caja no representan ningún ingreso. Para evaluar esta métrica de forma correcta se hace uso del concepto de flujo de caja diferencial (Vélez, 2009), bajo este concepto se considera un caso en el cual no se ha realizado ninguna inversión en una instalación solar y por tanto los ahorros que se pueden obtener, resultan de la diferencia entre los flujos de caja producidos por un sistema con instalación solar y sin instalación solar. Los flujos de caja producidos por el sistema sin instalación solar hacen referencia a los egresos ocasionados por la compra de energía de la red.

La ecuación 35 representa los flujos de caja diferencial bajo esta metodología.

$$NFC_t = (-O y M_t - C_{ne}E_{ne} + C_{exc}E_{exc}) - (-12 * C_{ne}C_{en}) \quad (35)$$

Donde:

C_{en} = Consumo promedio de energía mensual [kWh]

9.4 Factores de reducción

Además de la degradación del sistema generado por el paso del tiempo y la exposición a las condiciones ambientales, hay otros factores que disminuyen el rendimiento de la producción final de energía de los sistemas fotovoltaicos, estos factores se tratarán y explicarán a continuación incluyendo el factor de pérdidas que representa sobre la instalación.

- **Placa de identificación del módulo fotovoltaico.**

Este factor indica la precisión de la clasificación de la placa y características del fabricante, el factor por defecto 0.95 indica que bajo las condiciones de pruebas estándar (STC) se obtuvieron medidas de potencia de un 5 % menores a las de las características dadas por el fabricante del panel fotovoltaico (NREL, 2012).

- **Inversor y transformador**

Este factor indica la eficiencia combinada del inversor y transformador para convertir la potencia DC en AC, este vapor varía dependiendo del fabricante, marca, funcionamiento, etc., un valor por defecto que se puede considerar para este parámetro es de 0.95 % (NREL, 2012).

- **Coincidencia**

Este factor indica las tolerancias de encadenar o agrupar paneles fotovoltaicos con un pequeño desfase en las características de fabricación, como, por ejemplo: Corriente-Voltaje, y por tanto cuando se encuentran conectados eléctricamente no funcionan a su máximo rendimiento, viéndose notablemente afectados por el panel de menor rendimiento de la cadena.

El valor por defecto es del 0.98, que representa una pérdida del 2 %; es recomendable para las instalaciones solares considerar paneles de la misma marca y características, evitando pérdidas relacionadas con este parámetro (NREL, 2012).

- **Diodos y conexiones**

Este factor indica las pérdidas ocasionadas por caídas de tensión a través de los diodos utilizados para bloquear el flujo inverso de la corriente y de las pérdidas resistivas en las conexiones eléctricas de panel a panel. El factor por defecto es de 0.997 (NREL, 2012) .

- **Cableado DC**

Este factor indica las pérdidas ocasionadas entre el cableado de los módulos fotovoltaicos y el inversor, considerando las instalaciones solares residenciales, no se consideran longitudes extensas por lo que no se esperan elevadas pérdidas, un valor por defecto a considerar es de 0.99 (NREL, 2012).

- **Cableado AC**

Este factor indica las pérdidas resistivas ocasionadas entre el cableado del inversor y la conexión al servicio local de servicios públicos y o la carga en AC. El valor por defecto considerado es de 0.99 (NREL, 2012).

- **Ensuciamiento**

El ensuciamiento indica la suciedad provocada por material articulado del aire, materiales extraños que evaden la superficie frontal de los paneles fotovoltaicos que reducen la cantidad de radiación solar que llega a las células solares. Este factor es dependiente del tiempo y la exposición del módulo a las suciedades.

Se considera un factor por defecto de 0.95 considerando que se le hace mantenimiento y limpieza a los módulos frecuentemente (NREL, 2012).

- **Disponibilidad del sistema**

Este factor indica la disponibilidad del sistema teniendo en cuenta las veces en las que este se encuentre apagado debido a diversas interrupciones de mantenimiento o reemplazos de los equipos que lo confirman.

Un valor por defecto es de 0.98 que representa que el sistema está apagado un 2 % del tiempo de todo un año el año (NREL, 2012).

- **Sombras**

Este parámetro hace referencia a la situación en la cual los módulos fotovoltaicos se encuentran sombreados por edificios cercanos, objetos u otros módulos fotovoltaicos. Se tomará el valor por defecto de 1, considerando que los módulos fotovoltaicos no estarán ubicados en zonas sombreadas, es recomendable hacer un cálculo específico de sombras para estimar las pérdidas, bajo esta metodología no se consideraran pérdidas por sombras ya que es un cálculo que depende de la ubicación y zona específica de la ciudad.(NREL, 2012).

- **Seguimiento solar**

Este factor está relacionado con las pérdidas de los sistemas de seguimiento solar de uno y dos ejes cuando estos mecanismos de seguimiento no mantienen los conjuntos fotovoltaicos en la orientación óptima respecto a la orientación del sol. Bajo esta metodología consideramos sistemas

fijos, inclinados y orientados adecuadamente, por lo que no se consideraran perdidas, por tanto se tomará el valor por defecto de 1 (NREL, 2012).

En la Tabla 9, se muestra el resumen de los diferentes factores de reducción que serán usados bajo esta metodología.

Tabla 9. Factores de reducción de instalaciones solares.

Factores de reducción	Valor tomado	Rango de valores aceptables
Placa de identificación del módulo fotovoltaico	0,95	0,80-1,05
Inversor y transformador	0,95	0,88-0,98
Coincidencia	0,98	0,97-0,995
Diodos y conexiones	0,997	0,99-0,997
Cableado DC	0,99	0,97-0,99
Cableado AC	0,99	0,98-0,993
Ensuciamiento	0,95	0,3-0,995
Disponibilidad del sistema	0,98	0,00-1
Sombras	1	0,95-1
Seguimiento Solar	1	0,7-1
Factor de reducción general	0,80	

Fuente: Elaboración propia a partir de: (NREL, 2012)

Este factor de reducción se denomina F_r .

9.5 Estructura del modelo

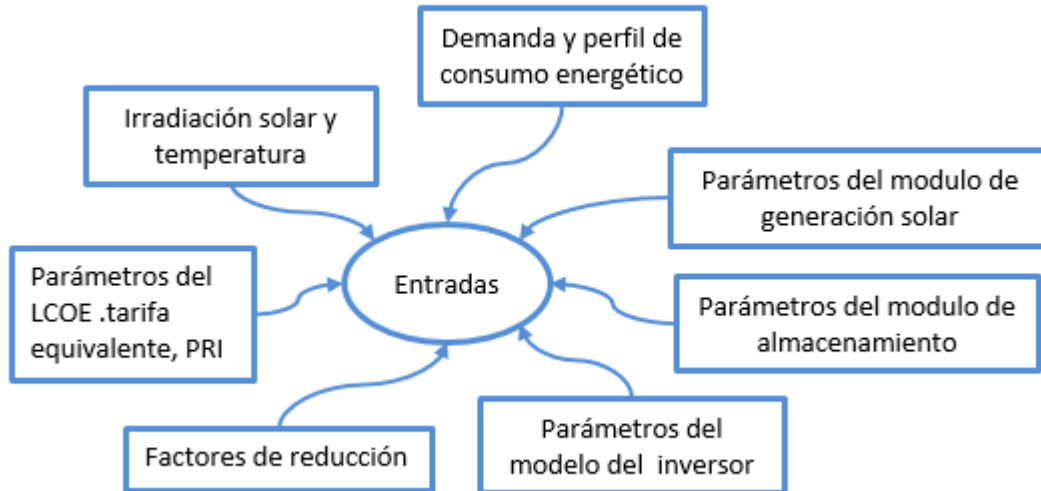
Se tiene hasta esta sección toda la información requerida para poder realizar un diagrama o una representación conceptual de lo que sería el modelo general del sistema sin aun considerar la etapa de optimización, para ello se hace necesario determinar principalmente cuales son los datos de entrada que en conjunto con la dinámica de operación del sistema vista en secciones anteriores, permitirá estimar un conjunto de métricas financieras e información técnica anteriormente definidas.

9.5.1 Entradas

Las entradas corresponden a aquellas variables o parámetros necesarios para estimar el comportamiento de la dinámica de operación del sistema , cada módulo considerado con anterioridad posee una serie de parámetros que requieren de su conocimiento para poder realizar las estimaciones de funcionamiento adecuados, en vista de que para cada módulo intervienen

tantas variables y parámetros, se decidió mostrar aquellos sistemas principales que resumen la serie de parámetros vistos durante esta metodología mediante la Figura 16.

Figura 16. Representación del conjunto de entradas



Fuente: Elaboración propia

9.5.1.1 Salidas

Del modelo se espera obtener la suficiente información para poder realizar el proceso de optimización, la información más relevante que se obtiene del modelo son las métricas financieras tratadas con anterioridad (LCOE, Tarifa equivalente y PRI) y a nivel técnico se puede estimar la demanda satisfecha que involucra conocer cuál es la energía en exceso o el déficit de energía.

9.6 Definición del modelo y Método de búsqueda de la solución

Bajo esta metodología se busca encontrar aquel conjunto solución que permita minimizar los costos nivelizados de energía o la tarifa equivalente del sistema solar instalado, para ello es necesario definir cuál es la función de costo, las restricciones y la metodología de búsqueda o solución buscándose plantear como un problema de optimización.

Para ello es importante tener claridad con la identificación de las que serán las variables de decisión, la o las funciones de costo a minimizar y las restricciones (Tito, Lie, & Anderson, 2013).

9.6.1 Variables de decisión y espacio de búsqueda.

Las variables de decisión representan aquellos elementos del sistema cuyos valores son los que se pretenden encontrar mediante la resolución del problema de optimización, estas variables son la

cantidad de paneles solares (N_{pv}) y la cantidad de baterías (N_b). El inversor solar que pudiese parecer otra variable de decisión es proporcional a la potencia solar a instalar, por lo que no hace parte de este conjunto.

Por el tipo de elementos físicos que representan estas variables, estas pertenecerán al conjunto de los números naturales positivos, además harán parte de un espacio de búsqueda delimitado por una cantidad máxima de paneles (N_{pvmax}) y cantidad máxima de baterías (N_{bmax}).

Para conocer cuáles son las cantidades máximas que puedan tomar las variables de decisión, se espera que la potencia instalada máxima del sistema (P_{imax}) sea de cinco kilovatios, la cual representa por lo menos unas cinco veces la potencia máxima demandada a la hora pico de una casa estrato 6 de Medellín, estrato donde se registran los mayores niveles de consumo de energía.

Respecto a la cantidad de energía máxima a almacenar (E_{amax}) esta se limitó a un valor de 24 kWh que representa el suministro de energía de una casa estrato seis por lo menos unos 2 días de manera autónoma.

La relación existente entre la potencia máxima instalada y la cantidad máxima de paneles al igual que la cantidad máxima de energía almacenada y la cantidad máxima de baterías se muestran en las ecuaciones 36 y 37.

$$P_{imax} = N_{pvmax} * P_{max.o} \quad (36)$$

$$E_{amax} = N_{bmax} * C_{apb} \quad (37)$$

Para termina de delimitar este espacio de búsqueda es necesario definir la potencia de los paneles $P_{max.o}$ que se usarán y la capacidad de almacenamiento de las baterías C_{apb} que está sujeta a la disponibilidad del mercado que es bastante extenso por lo que se pretende realizar esta metodología usando paneles de 150 w y baterías de 1000 kWh considerando que son un rango medio dentro de lo observado a nivel de potencia de paneles y capacidad de almacenamiento de baterías.

La función de costo a minimizar depende del tipo de configuración a evaluar, si es un sistema aislado, se busca minimizar el LCOE y si es un sistema conectado a la red, se buscaría minimizar la tarifa equivalente de energía.

Retomando los costos que comparten en intervienen en el LCOE y en el cálculo de la tarifa equivalente, que son la inversión inicial (I_t) y los costos de mantenimiento y operación (O y M_t), estos se deben expresar en términos de las variables de decisión que serán la cantidad de paneles solares (N_{pv}) y el número de baterías (N_b)

Los costos de instalación (I_t), se pueden expresar como indica la ecuación 38.

$$I_t = C_{pv} + C_b + C_{ins} + C_{inv} + C_{ot} + C_{remp} \quad (38)$$

Dónde:

$$C_{pv} = N_{pv} * P_{max.o} * C_{upv}$$

$$C_b = N_b * C_{ub} * C_{apb}$$

$$C_{ins} = N_{pv} * P_{max.o} * C_{uins}$$

$$C_{inv} = C_{uinv} * N_{pv} * P_{max.o} * F_{dinv}$$

$$C_{ot} = (10\%) * (C_{pv} + C_b)$$

Recordando la ecuación 32 los costos de mantenimiento y operación están definidos como un porcentaje de los costos de instalación, por tanto, se puede expresar como lo indica la ecuación 39.

$$O \text{ y } M_t = (2\%) * (C_{pv} + C_b + C_{ins} + C_{inv}) \quad (39)$$

La energía total generada E_t en el caso del LCOE también depende de las variables de decisión, y su relación se puede ver en la sección 10.4.2 al igual que la relación entre la energía en exceso E_{exc} y la energía que sería necesaria comprar a la red E_{nec} que se puede ver en la sección 10.5.1.

9.6.2 Restricciones

Las restricciones del problema de optimización dependen del tipo de configuración (Aislado o conectado a la red), para ambos casos se debe respetar la cantidad máxima que podrán tomar las variables de decisión y los límites de carga y descargas de la batería en el caso de necesitar almacenamiento. Para el caso puntual de un sistema aislado, existe una restricción asociada a la probabilidad de pérdida de suministro de energía o (LPSP) por sus siglas en inglés (“Loss of power supply probability”).

Cuando la energía disponible por las baterías y la generada por el arreglo fotovoltaico es insuficiente para cubrir la demanda de carga en el instante t , el déficit por la pérdida de suministro de energías (LPS) se puede definir como lo indica la ecuación 40 (Sansa et al., 2015).

$$LPS(t) = E_L - (E_{pv}(t) + E_b(t-1) - E_{bmin})\eta_{inv} \quad (40)$$

La probabilidad de pérdida de suministro de energía para un periodo de tiempo t , se define como la relación de todos los LPS calculados para cada paso de tiempo, dividido la suma de toda la demanda de energía (Sansa et al., 2015), tal como se muestra en la ecuación 41.

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (41)$$

El valor que entrega esta función, es un porcentaje de horas no suministradas durante el periodo de tiempo evaluado, bajo esta metodología se considerará esta función para encontrar la energía no

suministrada por el sistema solar y así poder estimar la demanda satisfecha (P_{ds}), este valor representa aquel porcentaje de energía que se satisface respecto a la demanda con la instalación del sistema y se puede representar mediante la siguiente ecuación 42.

$$P_{ds} = \frac{\sum E_t}{\sum E_L} * 100 \quad (42)$$

La restricción asociada al porcentaje de demanda satisfecha para un sistema aislado se definirá en un 100 % ya que se esperaría contar con la energía suficiente para satisfacer la demanda durante todas las horas del año.

9.6.3 Definición del problema

La representación final como un problema de optimización queda definido como:

- Para sistemas aislados:

$$\min_{N_{pv}, N_b} (LCOE) = \min \left(\frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O y M_t + F_t}{(1 + DR)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t(1 - d)^t}{(1 + DR_{real})^t}} \right)$$

Sujeto a:

$$0 \leq N_{pv} \leq N_{pvmax}$$

$$0 \leq N_b \leq N_{bmax}$$

$$\text{Si } N_b > 0, E_{bmin} \leq E_b(t) \leq E_{bmax} \text{ y } P_{ds} = 100 \%$$

- Para sistemas conectados a la red:

$$\min_{N_{pv}, N_b} (\text{Tarifa}) = \min \left(\frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O y M_t + F_t - C_{exc} E_{exc} + C_{ne} E_{ne}}{(1 + DR)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_L}{(1 + DR_{real})^t}} \right)$$

Sujeto a:

$$0 \leq N_{pv} \leq N_{pvmax}$$

$$0 \leq N_b \leq N_{bmax}$$

9.6.4 Método de optimización

Considerando el problema de optimización anteriormente planteado para los dos esquemas de conexión, es necesario definir el método de optimización a utilizar, como se mencionó con anterioridad el crecimiento de los algoritmos de optimización para resolver problemas relacionados

con el sector de las energías renovables ha aumentado significativamente (Baños et al., 2011) , por lo que usar un algoritmo heurístico como un genético o uno más clásico como una programación lineal o programación cuadrática depende en gran medida del conocimiento del usuario sobre el método, la aplicación, la fuente y naturaleza de los datos, la cantidad de variables de decisión, la rapidez o eficiencia del método, (Baños et al., 2011).

Bajo esta metodología se decidió utilizar un algoritmo de búsqueda exhaustiva, la selección de este método se debe a varias razones:

- La dinámica de operación del sistema cuando se tienen baterías le aplica cierta no linealidad al modelo (Douglas, 2016), por lo que para resolver el problema con algoritmos clásicos habría que proceder a linealizar determinadas funciones (F. Yang & Xia, 2017) o en su defecto proceder a la programación de algoritmos más complejos.
- El espacio de búsqueda conformado por las diferentes combinaciones de las variables de decisión es limitado, no representa un espacio significativamente grande y su evaluación no implicaría un gasto computacional elevado.
- Las evaluaciones de las diferentes combinaciones permitirán tener a la mano información suficiente para evaluar la progresión y posterior análisis de sensibilidad.

Bajo esta metodología la rapidez de convergencia y procesamiento no se presenta como el factor más importante, ya que es primordial asegurar la confiabilidad y facilidad del método para encontrar su solución.

Mediante el algoritmo de búsqueda exhaustiva, se evaluarán todas las combinaciones posibles determinadas por las variables de decisión, la cantidad máxima de combinaciones o candidatos (N_{cand}) está dada por la siguiente ecuación 43.

$$N_{cand} = N_{pvmax} * N_{bmax} \quad (43)$$

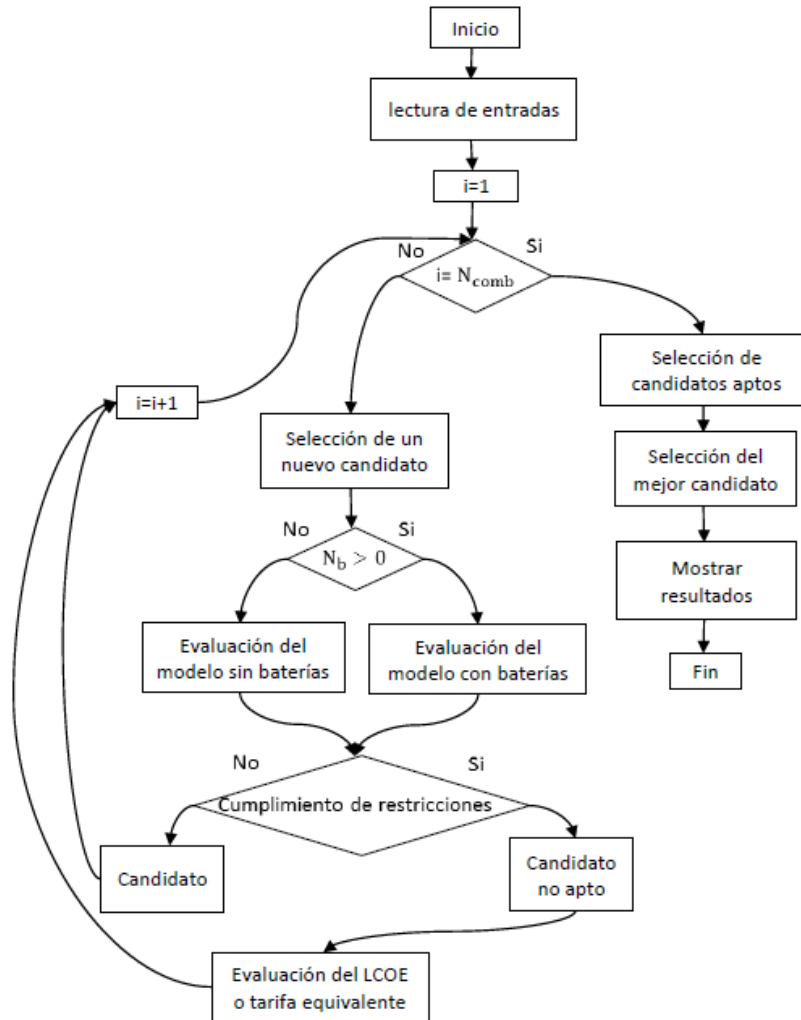
El candidato es una dupla determinada por una cantidad de paneles solares y baterías, dependiendo de las características de este, se procede a evaluar la dinámica del sistema con baterías o no, si es un sistema aislado y cuyo porcentaje de demanda satisfecha sea del 100 por ciento, se hace un primer filtro, considerando como no aptos a aquellos candidatos que no cumplan con las restricciones asociadas al estado de carga de la batería

A continuación, el candidato es evaluado en la función de costo, cada candidato es almacenado con su respectiva evaluación del LCOE o tarifa equivalente según sea el caso, este proceso se repite hasta que se alcance la cantidad definida de candidatos para luego considerar solo aquellos candidatos aptos de los cuales se selecciona aquel que cumpla con todas las restricciones.

De esta selección se obtiene la cantidad recomendada de paneles y baterías o lo mismo que la potencia instalada y capacidad de almacenamiento recomendado, de esta forma también se obtiene el valor del LCOE y tarifa equivalente, siendo estas los resultados del modelo optimizado.

Teniendo toda la información anterior presente, se puede representar el funcionamiento del método de búsqueda exhaustiva aplicado mediante la Figura 17.

Figura 17. Esquema de funcionamiento del método de búsqueda exhaustiva



Fuente: Elaboración propia a partir de:(Borhanazad et al., 2014).

Todo el modelo, al igual que la optimización se realizó en Microsoft Excel 2016, se utilizó herramientas como Visual Basic.

10 Parametrización

A continuación, en esta sección se hará un resumen con aquellos parámetros que se han definido a lo largo de la metodología, pero de los cuales aún no se ha dado conocer su valor, para ello se decidió dividirlos en tres tipos:

- Parámetros económicos
- Parámetros técnicos

- Parámetros de simulación

Cabe aclarar que hay algunos parámetros que dependen del tipo de tecnología a evaluar, como es el caso por ejemplo de la eficiencia de los paneles o la vida útil de las baterías que difieren del tipo de tecnología usada, pero una vez seleccionados estos parámetros no cambian al largo de la evaluación del método de búsqueda.

10.1 Parámetros económicos

- Parámetros generales

Parámetro	Descripción	Unidad	Valor
n	Tiempo de evaluación del proyecto	Años	25
r	Tasa de descuento	%	2,6

10.2 Parámetros técnicos

Parámetro	Descripción	Unidad	Valor
FD_{inv}	Factor de dimensionamiento del inversor	N/A	1,3
F_r	Factor de reducción general	%	80
$P_{max,o}$	Máxima potencia generada en condiciones estándar del panel solar	W	150
$G_{a,o}$	Irradiación solar en condiciones estándar	W/m^2	1000
$T_{M,0}$	Temperatura del módulo fotovoltaico en condiciones estándar	C°	25
$\mu_{p,max}$	Coefficiente de temperatura de máxima potencia	%/K	-0,42
NOCT	Temperatura de operación normal de la célula fotovoltaica	C°	43
β_{opt}	Inclinación optima	$^\circ$	10

φ	Latitud del lugar	°	0
-----------	-------------------	---	---

10.3 Parámetros de simulación

Parámetro	Descripción	Unidad	Valor
E_{amax}	Cantidad máxima de energía a almacenar	kWh	14,4
P_{imax}	Potencia instalada máxima	kW	6
N_{pvmax}	Cantidad máxima de paneles	u	40
N_{bmax}	Cantidad máxima de baterías	u	12
N_{cand}	Cantidad máxima de candidatos	u	480

11 Resultados

Los resultados obtenidos son producto de la solución que recomienda el modelo de búsqueda, buscando minimizar la función de costo que es dependiente del tipo de conexión (Sistema aislado o conectado a la red) considerando además todos los parámetros, restricciones, variables etc. Vistos en la sección 9.5.

Como se ha dicho anteriormente, el objeto bajo estudio de esta metodología es el sector residencial de la ciudad de Medellín, más específicamente aquellos usuarios cuyo consumo sea mayor al límite de consumo subsidiado, ya que según el SIU los consumos promedios de energía de los diferentes estratos, están por encima del límite máximo para obtener el subsidio (Empresas Publicas de Medellín, 2017).

Lo que indican los resultados es el reflejo a su vez de la evaluación de las métricas analizadas en las secciones 9.3.1, 9.3.2 y 9.3.3, aplicadas a cada estrato de la ciudad considerando dos opciones de instalación, una en la que los usuarios se quieran independizar de la red mediante un sistema aislado o por el contrario se encuentre una configuración solar que permita minimizar los costos de consumo de energía mediante un sistema conectado a la red.

11.1 Sistemas aislados

Para los sistemas aislados, la principal métrica de evaluación financiera utilizada fue el LCOE, en la Tabla 10 se presenta el resumen de resultados obtenidos, en los que se refleja el valor del LCOE, la potencia solar recomendada a instalar y el tipo de panel, la capacidad de almacenamiento del banco de baterías a instalar y el tipo de baterías, además del PRI obtenido.

Los resultados anteriores reflejan la solución que minimiza el LCOE para satisfacer el cien por ciento de demanda de energía mediante la instalación solar.

Tabla 10. Resumen de resultados para sistemas aislados por estrato.

	LCOE [\$/kWh]	PRI [Años]	Potencia [kW]	Tipo de Panel	Almacenamiento [kWh]	Tipo de batería
Estrato 1	679,2	32,6	1,8	Monocrystalino	6,0	VRLA- Acido Plomo
Estrato 2	686,1	38,1	1,5		6,0	
Estrato 3	692,2	38,2	1,8		6,0	
Estrato 4	676,1	32,5	1,95		7,2	
Estrato 5	670,2	18,6	2,4		8,4	
Estrato 6	662,0	18,4	3,75		12,0	

Fuente: Elaboración propia

De la anterior tabla se pueden analizar los siguientes resultados:

El valor calculado anteriormente es el reflejo de los costos a precios de hoy que significan instalar, mantener y operar un sistema fotovoltaico independiente de la red, con esta métrica se podrán realizar comparaciones bajo las mismas condiciones contra otros sistemas de generación como lo es el diésel, la energía eólica, la energía solar térmica u otras que se consideren adecuadas para aplicaciones residenciales. A nivel nacional, este valor podrá sufrir cambios debido a todas las consideraciones tanto técnicas como económicas que se han tenido en cuenta a lo largo de esta metodología, por lo que, para usar adecuadamente este indicador, se debe hacer la comparación mediante las mismas condiciones de operación del sistema a evaluar.

También se observa que los valores obtenidos son similares entre sí, no se observan diferencias muy significativas, esto se debe principalmente a que en el modelo de cálculo utilizado para esta métrica no se tienen cuenta los costos de la energía de la red que varían dependiendo del tipo de usuario y estrato, por lo cual se obtiene un indicador proporcional a la capacidad instalada y costos asociados a los mantenimientos, reemplazos, etc.

Retomando los estratos con menor indicador, El estrato seis presenta el LCOE más bajo en comparación con los otros, uno de los factores por los cuales se obtiene este resultado se debe a que este presenta el mayor consumo promedio de energía, por lo que es de esperarse que para suplir esta necesidad, tanto el arreglo solar fotovoltaico como la capacidad del banco de baterías sea mayor, pero a su vez, al ser una instalación más grande que el resto, la tendencia de los costos asociados a la instalación, operación y mantenimiento sean menores, esto se da a pesar de que este estrato es el de menor número de usuarios, mientras que el estrato tres y el dos tienen los LCOE más altos contando con la mayor cantidad de usuarios (Casi el 65% de los usuarios registrados del sector residencial).

Respecto al tipo de tecnologías recomendados, se observa que la combinación de paneles solares monocristalinos y baterías tipo VRLA de ácido de plomo son los recomendados para todos los estratos, esto muestra que la influencia de la eficiencia de conversión del panel solar y su factor de degradación afecta la generación de energía obtenida a lo largo de los 25 años de evaluación pero también muestra que a pesar de que las batería de litio son más eficientes, poseen profundidades de descargas más profundas y su vida útil estimada sea mayor que las de ácido plomo, no están siendo competitivas al menos a la escala de este tipo de instalaciones solares requeridas para el sector residencial de Medellín, debiéndose principalmente a su costo actual. La potencia y capacidad de almacenamiento recomendados se pueden expresar en términos de cantidades de Paneles y baterías, para ello se tomó como referencia paneles de una potencia máxima (P_{max}) de 150 vatios-12 voltios y baterías de 100 Amperios-Hora-12 voltios.(Mismas características de los equipos usados en la sección. 9.6.1 las cantidades se expresan en la Tabla 11.

Tabla 11. Cantidad de paneles y baterías recomendados por estrato.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Paneles	12,00	10,00	12,00	13,00	16,00	25,00
Baterías	5,00	5,00	5,00	6,00	7,00	10,00

Fuente: Elaboración propia.

De igual manera, la potencia instalada y la capacidad de almacenamiento recomendadas se pueden obtener también a partir de paneles de diferente potencia al igual que distintas capacidades de baterías, ello debido a la variedad y disponibilidad que exista en el mercado.

Respecto a la cantidad de baterías recomendadas para los estratos uno, dos y tres, se puede ver que no existen variaciones, esto se debe a que el consumo de energía entre ellos no presenta unas diferencias tan significativas en su dinámica de operación tal que conlleven a instalar una capacidad de almacenamiento mayor, esto es un reflejo de que si se busca utilizar una batería menos con el fin de disminuir los costos, tal vez no se cumplan las restricciones requeridas para satisfacer la demanda, haciendo que la probabilidad de pérdida de suministro de energía sea mayor. Lo que se puede esperar de esta situación es que para los estratos uno y tres la dinámica de operación de la batería sea muy similar, mientras que para el estrato tres se espera que la batería pueda tener descargas mayores, cercanas al DOD teniendo en cuenta que el consumo de energía es mayor.

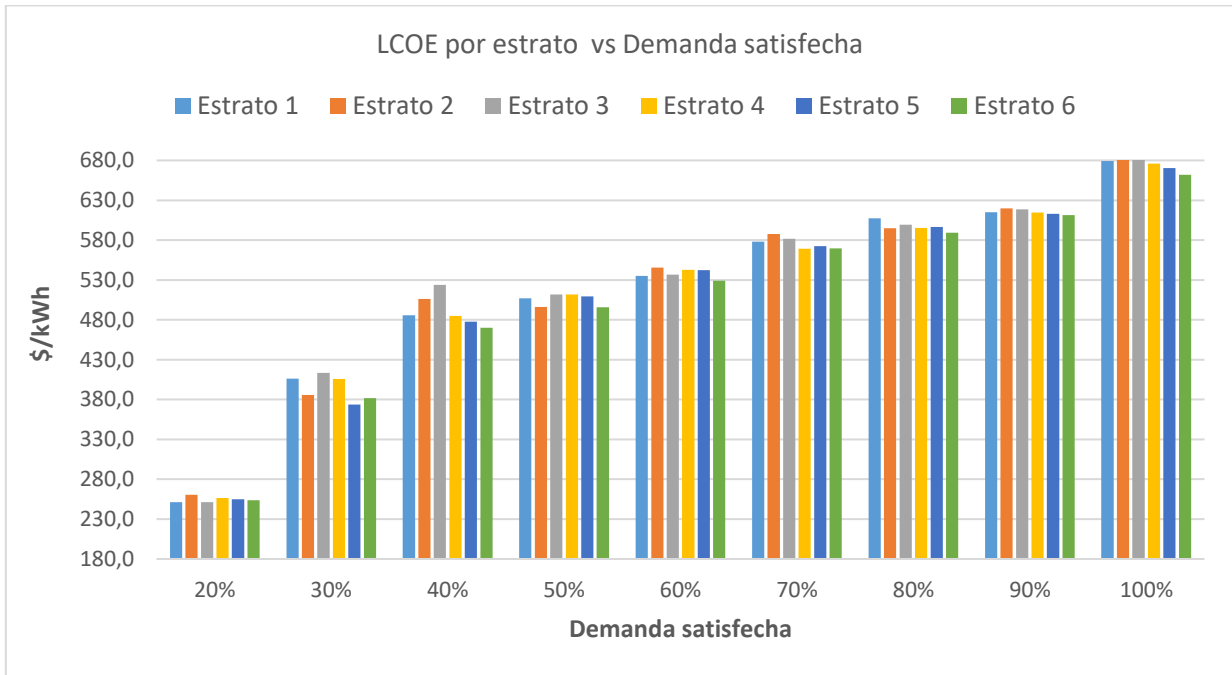
Evaluando ahora el PRI con el fin de tener una idea del tiempo en el cual los usuarios recuperarían la inversión realizada, se nota que para los estratos uno, dos, tres y cuatro este tiempo excede el tiempo de evaluación del LCOE proyectado a 25 años, el resultado de este indicador muestra que para un usuario perteneciente a estos estratos, tendrían que pasar más de 30 años para recuperar lo que se invirtió comparándolo con el mismo usuario sin haber realizado ninguna inversión, mientras que para los estratos cinco y seis este periodo es menor a los 20 años, lo anterior refleja en primer lugar que los estratos cinco y seis, serían los que verían los beneficios de su inversión de manera más rápida, mientras que los otros estratos tendrían que esperar mucho más tiempo.

A partir de los resultados obtenidos, es interesante tener en cuenta a aquellos usuarios que quieran independizarse de la red, pero cuya instalación solar no cubra el cien por ciento de la demanda de energía, analizando la unión de diversas fuentes de generación mediante sistemas híbridos a partir de energía eólica, solar térmica, diésel u otras fuentes de generación. Para ello se evaluó el LCOE considerando diferentes porcentajes de demanda satisfecha con el fin de conocer cómo cambia y evoluciona este indicador a medida que se le va exigiendo respecto a la restricción de cubrir la demanda, este ejercicio se hizo para todos los estratos y se encuentra reflejado en la Figura 18.

De esta figura se puede notar que el LCOE aumenta a medida que se le exige mayor capacidad de demanda satisfecha, ello principalmente por que se le exige mayor capacidad instalada al sistema; lo más notable de esta gráfica se puede observar en los aumentos que hay del veinte al treinta por ciento de demanda satisfecha y en menor medida pero también notable el cambio que se presenta del noventa al cien por ciento.

Estos aumentos significativos pueden darse debido a que para dar ese paso y cumplir con esa demanda hay que hacer una inversión más significativa que llevase a la incorporación tanto de paneles como de baterías al mismo tiempo para suplir la necesidad y/o que además se pueda presentar que las condiciones de la instalación antes de realizar la instalación estén cumpliendo las restricciones de manera tan ajustada que, al momento de considerar un aumento en la demanda, haga que se noten cambios tan significativos.

Figura 18. LCOE por estrato vs Demanda satisfecha



Fuente: Elaboración propia

Para finalizar en la Tabla 12 se muestra la cantidad de paneles y baterías arrojadas por el modelo por estrato y porcentaje de demanda satisfecha.

Tabla 12. Cantidad de paneles y baterías recomendadas por estrato y demanda satisfecha

Demanda satisfecha	Estrato 1		Estrato 2		Estrato 3		Estrato 4		Estrato 5		Estrato 6	
	P	B	P	B	P	B	P	B	P	B	P	B
20%	4	0	4	0	4	0	5	0	6	0	9	0
30%	7	0	6	0	7	0	8	0	9	0	14	0
40%	5	1	4	1	4	1	6	1	7	1	10	1
50%	6	1	5	1	6	1	7	1	8	2	12	2
60%	6	2	6	2	6	2	8	2	9	3	13	4
70%	8	3	7	3	8	3	9	3	10	4	16	6
80%	9	4	8	3	9	3	10	4	12	5	18	7
90%	10	4	9	4	10	4	11	5	13	6	20	9
100%	12	5	10	5	12	5	13	6	16	7	25	10

P=Paneles, B=Baterías

Fuente: Elaboración propia

11.2 Sistemas conectados a la red

Bajo este caso, se considera que los usuarios de la ciudad de Medellín, evaluarán la posibilidad de implementar un sistema solar que les ayude a minimizar los gastos destinados al pago por la energía de la red consumida y que además les permita suplir cierta parte de sus necesidades energéticas, al ser un sistema conectado a la red, el déficit de energía que el sistema solar no pueda suministrar será tomado de la red, el resumen de los resultados se encuentra en la Tabla 13, en la que se muestra el valor de la tarifa equivalente, la potencia y capacidad de almacenamiento de energía instalados y su tecnología, el PRI y la demanda de energía cubierta por la instalación.

Tabla 13. Resumen de resultados para sistemas conectados a la red

	Tarifa equivalente [\$/kWh]	Potencia instalada [kW]	Tipo de panel	Almacenamiento [kWh]	PRI	Demanda cubierta
Estrato 1	430,82	0,45	Monocrystalino	0	8,74	30,07%
Estrato 2	430,62	0,45		0	9,14	32,00%
Estrato 3	430,55	0,45		0	8,81	30,51%
Estrato 4	431,33	0,6		0	9,37	32,76%
Estrato 5	498,32	0,75		0	7,82	33,22%
Estrato 6	498,29	1,05		0	7,48	31,84%

Fuente: Elaboración propia

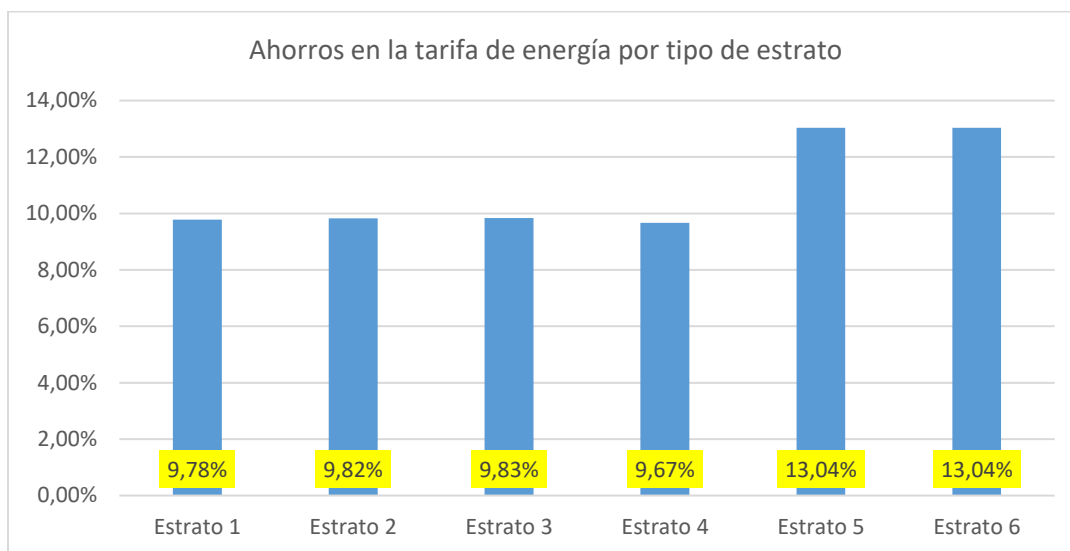
El principal resultado que se obtiene al observar la tabla anterior es la ausencia de capacidad de almacenamiento o baterías, a nivel económico es más óptimo para el sistema no incluir unidades de almacenamiento, debido principalmente a sus constantes reemplazos (Para baterías de Acido de plomo) o su costo (Baterías de litio), que no permiten obtener un punto óptimo o equilibrado entre paneles y baterías, además se observa también que al igual que para el caso de sistemas aislados, la tecnología solar recomendada para las instalaciones solares conectadas a la red también es el silicio monocrystalino, jugando un papel muy importante en esta evaluación la eficiencia de los paneles.

Evaluando la tarifa equivalente, se observa que esta es muy similar entre los estratos 1, 2, 3 y 4, mientras que para los estratos 5 y 6, esta toma un valor más alto, lo anterior es relativo al costo del kilovatio hora de la red de cada estrato y por tanto sería importante comparar el valor de la tarifa equivalente contra el precio actual de la red y de esta manera definir qué ahorros se obtendrían por la instalación solar, esta información se puede observar en la Figura 19.

Analizando esta figura, puede declararse que los estratos que tendrían mayores beneficios en cuanto a ahorros de energía serían los estratos 5 y 6, es decir, estos notarían mucho más las ventajas de la instalación solar en su cuenta de servicios públicos en cuanto a energía, para los demás estratos también se obtienen ahorros, de hecho, para los estratos 1 al 4, al igual que sucedía con el valor de

la tarifa equivalente, los ahorros son muy similares entre sí, siendo el menos beneficiado el estrato 1.

Figura 19. Ahorros en la tarifa de energía por tipo de estrato



Fuente: Elaboración propia

La similitud en el precio de la tarifa equivalente y los ahorros obtenidos en el costo de la tarifa de energía se dan debido a que en primer lugar el costo del kilovatio hora para estos usuarios es el mismo (Considerando que su consumo es mayor al consumo subsidiado) y las diferencias entre los consumos de energía mensuales entre estos usuarios no es muy amplia, lo que permite establecer y comprobar mediante la Tabla 13 que la potencia instalada recomendada para los estratos 1 , 2 y 3 es la misma.

Al igual que para el LCOE, la potencia instalada se expresará en términos de unidades de paneles, considerando las mismas características técnicas evaluadas con anterioridad en los sistemas aislados, además resultaría interesante determinar qué porcentaje o proporción de energía generada por la instalación solar se vertería a la red, todo lo anterior se encuentra resumido en la Tabla 14.

Tabla 14. Cantidad de paneles recomendados y proporción de energía vertida a la red por estrato

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Paneles	3	3	3	4	5	7
Baterías	0	0	0	0	0	0
Proporción de energía [%]	2,1%	4 %	2,5 %	5,1 %	5,8 %	3,8 %

Fuente: Elaboración propia

A partir de la cantidad de paneles obtenidas, es posible determinar la cantidad de energía que se cubre con la instalación, observando nuevamente la Tabla 13, se nota que para ningún estrato, el

valor de la cantidad de energía cubierta en unidades porcentuales supera el 40%, esto refleja que un aumento en la cantidad de paneles a partir de la cantidad óptima hallada, pudiese cubrir mayor energía pero a mayor costo de la tarifa equivalente, además si consideramos que lo más recomendable arrojado por el modelo es el no uso de baterías, además también es posible deducir que el uso de mayor cantidad de paneles puede implicar que habrá energía que no será usada por el hogar y será tomada por la red sin obtener ningún beneficio por el momento, ya que actualmente no se puede inyectar electricidad a la red.

Respecto a la proporción de energía que se inyecta a la red, este nos sirve para indicar de cierta manera que tan sobredimensionado pudiese haber quedado el sistema, al parecer con los valores obtenidos se obtuvieron unas configuraciones muy acordes a las necesidades energéticas, buscando estar cerca de las restricciones para minimizar la función de costo, viéndose que la instalación más adecuada fue la obtenida para el estrato 1, mientras que para el estrato 4, se obtuvo la mayor proporción de energía inyectada a la red, esto puede atribuirse a la potencia nominal usada de los paneles solares (150 W), lo ideal sería que esta proporción fuese cero, pero ello pudiese conllevar a que la potencia recomendada no fuera posible suministrarla con paneles de una potencia nominal comercial, por lo que se puede esperar con normalidad que la instalación pudiese quedar un poco sobredimensionada, aun considerando que se tuvieron en cuenta ciertas pérdidas asociadas a diversos parámetros.

Para finalizar se analizará el PRI, con el cual se podrá determinar cuál estrato libraría la inversión de una manera más rápida, para ello será necesario volver a analizar la Tabla 13 en la cual se nota que para los estratos 1 hasta el 4 el PRI es mayor a los 8 años, siendo el menos beneficiado el estrato 4 en cuanto a la espera para recuperar la inversión, esto puede explicarse en parte a que el sistema presenta un poco de sobredimensionamiento; en cuanto a la cantidad óptima de paneles para minimizar la tarifa equivalente, respecto a los estratos 5 y 6, se observa que estos verían a más corto plazo la recuperación de la inversión realizada, siendo el más beneficiado el estrato 6.

12 Conclusiones

En este trabajo final titulado “Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín” se presentó una metodología que permitiera a los usuarios de la ciudad de Medellín encontrar una forma de diseñar un sistema solar fotovoltaico bajo dos esquemas de configuración siguiendo una serie de pasos que le permitieran conocer y encontrar desde el punto de vista técnico y financiero una solución recomendada para sus necesidades.

En primer lugar, esta metodología busca acercar al usuario común, evaluar la posibilidad de ver en la energía solar fotovoltaica una forma de poder satisfacer toda o parte de sus necesidades energéticas y permitirle conocer a nivel tanto técnico como económico las ventajas y desventajas del uso de esta tecnología.

También se presentó un algoritmo de optimización basado en la búsqueda bruta que permitió bajo los diferentes esquemas de conexión y necesidades energéticas encontrar las soluciones más acordes para cada caso, teniendo la capacidad de evaluar todo el espacio de búsqueda previamente limitado bajo ciertas condiciones.

En segundo lugar, evaluando el cumplimiento de los objetivos, se tienen las siguientes conclusiones:

Objetivo general

Diseñar un procedimiento de recomendación de soluciones solares fotovoltaicas a nivel residencial para la ciudad de Medellín.

En la sección 9, se presentó una metodología que permitiera obtener la cantidad de potencia y almacenamiento de energía a instalar recomendados para los diferentes esquemas de conexión y necesidades energéticas de los diversos estratos que componen el sector residencial de la ciudad de Medellín.

Bajo la realización de este procedimiento se encontró que son diversas las formas existentes para realizar el diseño de una instalación solar, unas más elaboradas que otras, buscando mayor exactitud en la estimación de la generación de energía o conocer con mayor profundidad la dinámica de funcionamiento del sistema, pero al final lo que se busca con esta recomendación es que los usuarios del sector residencial de Medellín, puedan tener herramientas o bases necesarias para el desarrollo y evaluación de proyectos de energía solar, tanto aislados como conectados a la red, eliminando barreras de desconocimiento que imposibilitaran el desarrollo y crecimiento de estas tecnologías.

Todos los pasos enumerados y recomendados a seguir bajo esta metodología, permitirán llevar una secuencia de desarrollo, es importante en la medida que se vaya evolucionando sobre ella, e ir desarrollando y analizando y realizando las actividades.

Objetivos específicos

- *Determinar los posibles esquemas de conexión solar a nivel residencial, mencionando de cada una de ellas sus características, ventajas, limitaciones y requerimientos técnicos.*

A lo largo de la sección 7, se realizó una revisión de los diferentes componentes involucrados en las diferentes configuraciones aplicables al sector residencial, analizando los aspectos técnicos más relevantes de cada uno sin llegar a profundizar en elementos que hicieran perder el interés técnico hasta llegar a abordar las ventajas y limitaciones que poseen cada una de las configuraciones de la instalación.

El aspecto técnico en las instalaciones solares representa la realidad aplicada de lo que se pueda haber realizado o proyectado en la etapa de diseño. Durante la elaboración de esta metodología se ha podido concluir que el desconocimiento total de los diferentes factores técnicos asociados a los distintos equipos, podrían afectar el rendimiento esperado de una instalación, para ello se debe tener en cuenta que no todas las tecnologías y equipos funcionan de igual manera, por tanto es indispensable considerar las características más relevantes como las mostradas por esta metodología, lo cual permitirá acercar aún más a la realidad lo que se pudo haber proyectado de la instalación.

A nivel técnico, se presenta una mayor ventaja en los sistemas conectados a la red, debido principalmente a la ausencia de baterías; A la hora de considerar un sistema completamente independiente a nivel residencial se deben tener muy en cuenta ya que estas requieren de espacios adecuados para su instalación, generalmente aislados del tránsito humano, además no se puede disponer de toda la capacidad de energía que se pueda almacenar, ya que en primer lugar se debe respetar cierta cantidad de energía que deberá quedar dentro de la batería para preservarla y además, tener en cuenta que se generarán pérdidas diarias generadas por el mismo proceso de almacenamiento, estos efectos aplican para todo tipo de baterías en mayor o menor medida, es por ello que un sistema conectado a la red, resultaría más práctico de instalar.

- *Explorar, evaluar y seleccionar las métricas financieras para la evaluación de proyectos solares a nivel residencial.*

Durante el desarrollo de la sección 9.3, se definieron y analizaron ciertas métricas financieras de evaluación de proyectos de instalación solar basados en sugerencias obtenidas por diferentes fuentes bibliográficas analizadas en el marco teórico, tal que permitiera a los usuarios del sector residencial tener indicadores como lo son el LCOE o la tarifa equivalente con el fin de se utilice este indicador para comparar con otras tecnologías a nivel mundial, además se complementa con el PRI con el fin de que el ciudadano común tenga una idea del tiempo en el cual podría recuperar su inversión.

La selección de estas métricas obedeció principalmente a la valiosa información que suministraban, es por ello que se pudo encontrar con fuentes de información que permitieran la correcta evaluación de estas métricas, además lo interesante del LCOE y la tarifa equivalente es que combinan tanto el conocimiento de diversos parámetros económicos con el fin de realizar una correcta evaluación financiera junto con la necesidad de efectuar una evaluación de la dinámica de operación del sistema con el fin de estimar todas las variables energéticas consideradas.

Otra de las razones por las cuales se decidió evaluar las anteriores métricas, surgió de la idea de meterse en los zapatos de los usuarios del sector residencial y pensar en la información realmente necesaria que le permitiera al usuario común establecer comparaciones y tomar decisiones sin llegar a abrumarse con otros indicadores.

- *Seleccionar el método para determinar el número de paneles y baterías de las soluciones solares fotovoltaicas a nivel residencial.*

Mediante la sección 9,6 fue posible estructurar el problema de diseñar una instalación solar fotovoltaica mediante la definición básica de un problema de optimización, en el que se consideraba una función de minimización del costo y una serie de restricciones asociadas, dependientes del tipo de configuración solar considerado.

En esa misma sección fue posible obtener la solución óptima del problema mediante un método de búsqueda exhaustiva que permitiera encontrar la cantidad de paneles y baterías necesarias para minimizar la función de costo y cumplir con las restricciones dadas.

La selección del método de búsqueda obedece en gran parte a la facilidad de implementación y a la garantía de encontrar el conjunto óptimo que permitiera minimizar la función de costo cumpliendo con todas las restricciones asociadas.

La evaluación de todo el espacio de búsqueda que realiza el método de optimización utilizado, ayudó a realizar los análisis de LCOE vs demanda satisfecha para los sistemas aislados, de esta forma se pudieron aprovechar los distintos resultados entregados por el modelo, permitiendo así encontrar relaciones y analizar en profundidad la configuración del sistema ante las diferentes exigencias de este indicador.

13 Trabajos futuros

Finalmente es imprescindible reconocer que esta metodología deja la puerta abierta a trabajos futuros y complementarios en los que se pueden tratar, desarrollar o incluir los siguientes temas:

- Para el desarrollo de esta metodología y teniendo en cuenta diferentes métodos de diseño para instalaciones solares, los datos meteorológicos fueron considerados con una naturaleza determinística, basados en fuentes con varios años de seguimiento, pero sería ideal analizar con detalle esta información y poder estimar modelos probabilísticos o estocásticos que permitan acercarse más a la realidad la dinámica de operación del modelo.
- A nivel económico fue posible elaborar el levantamiento de indicadores de costos por unidad de potencia o almacenamiento con empresas del sector de la energía solar, con el fin de estimar en conjunto con otros indicadores obtenidos a partir de información bibliográfica los costos asociados a la instalación, pero se observa tanta oferta en el mercado a nivel tanto técnico como económico que se podría considerar un trabajo a futuro en el cual se pudiese realizar un estudio de mercado más profundo en los que se pudiese indicar los costos por diversos niveles de funcionalidad técnica.
- El precio de la energía ha sido considerado también un valor constante a lo largo de la evaluación de las diversas métricas financieras, por lo que incluir la variabilidad de este valor con base en series de tiempo y modelos de pronóstico, podría dar una estimación más cercana al comportamiento real.
- Al igual que para el precio de la energía, la tasa de descuento está afectada por el valor de la inflación, el cual se ha considerado fijo y no cambiará a lo largo de la evaluación del ciclo de vida útil del proyecto (25 años), pero la realidad es que este puede variar y afectar el valor de las métricas financieras, por tanto, se plantea que en trabajos futuros se usen proyecciones de esta variable.
- Son diversas las causas de pérdidas relacionadas con la generación de energía de una instalación solar, sobre todo cuando estas están relacionadas con las sombras, bajo esta metodología se consideró un factor de pérdidas razonable, considerando que se respeta y se tiene la disposición para recibir durante todo el día la mayor cantidad de irradiación, pero sería ideal contar con estudios técnicos, que permitan diferenciar y catalogar los diversos tipos de techos de la ciudad y los posibles impactos que puedan generar sobre el rendimiento de las instalaciones.
- En vista de la oferta presentada en el mercado respecto al tipo y tecnología de las baterías, se optó por generalizar entre las tres familias más representativas, y así mismo generalizar las características de cada una de ellas, pero existen también para cada tipo de tecnología otras subdivisiones, por lo que en trabajos futuros se podrían realizar análisis de sensibilidad considerando las variaciones que puedan existir entre baterías del mismo tipo.

14 Referencias

- Abella, M. A. (2005). *Sistemas fotovoltaicos*. (Neografis, Ed.) (Segunda). Madrid.
- Akter, M. N., Mahmud, M. A., & Oo, A. M. T. (2017). Comprehensive economic evaluations of a residential building with solar photovoltaic and battery energy storage systems: An Australian case study. *Energy and Buildings*, *138*, 332–346. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.12.065>
- Albright, G. (2012). A Comparison of Lead Acid to Lithium-ion in Stationary Storage Applications Contributors :, (March).
- Angenendt, G., Zurmühlen, S., Mir-Montazeri, R., Magnor, D., & Sauer, D. U. (2016). Enhancing Battery Lifetime in PV Battery Home Storage System Using Forecast Based Operating Strategies. *Energy Procedia*, *99*(March), 80–88. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.100>
- Asociado, P. (2010). LECTURA DE INTRODUCCIÓN A LAS FUENTES ALTERNAS DE Luis Octavio González Salcedo. *Universidad Nacional de Colombia Sede Palmira*.
- Azaza, M., & Wallin, F. (2017). Multi objective particle swarm optimization of hybrid micro-grid system: A case study in Sweden. *Energy*, *123*, 108–118. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.149>
- Banco de la república de colombia. (n.d.). Tasas de captación semanales y mensuales | Banco de la República (banco central de Colombia). Retrieved May 6, 2017, from <http://www.banrep.gov.co/es/df>
- Baños, R., Manzano-Aguilero, F., Montoya, F. G., Gil, C., Alcayde, A., & Gómez, J. (2011). Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *Baños, R.,(4)*, 1753–1766. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.008>
- Bilal, B. O., Sambou, V., Kébé, C. M. F., Ndiaye, P. A., & Ndongo, M. (2012). Methodology to size an optimal stand-alone PV/wind/diesel/battery system minimizing the levelized cost of energy and the CO₂ emissions. *Energy Procedia*, *14*(2011), 1636–1647. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.1145>
- Blair, N., Dobos, A. P., Freeman, J., Neises, T., Wagner, M., Ferguson, T., ... Janzou, S. (2014a). System advisor model, sam 2014.1. 14: General description. *NREL Report No. TP-6A20-61019, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO*, (February), 13.
- Blair, N., Dobos, A. P., Freeman, J., Neises, T., Wagner, M., Ferguson, T., ... Janzou, S. (2014b). System advisor model, sam 2014.1. 14: General description. *NREL Report No. TP-6A20-61019, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO*, (February), 13. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61019.pdf>
- Blair, N. J., Dobos, A. P., & Gilman, P. (2013). Comparison of Photovoltaic Models in the System Advisor Model Preprint, (August).
- Bloomberg. (2016). BNEF - Bloomberg New Energy Finance | Bloomberg Latam. Retrieved March

- 23, 2017, from <https://www.bloomberg.com/latam/bloomberg-new-energy-finance/>
- Borhanazad, H., Mekhilef, S., Gounder, V., Modiri-delshad, M., & Mirtaheri, A. (2014). Optimization of micro-grid system using MOPSO. *Renewable Energy*, *71*, 295–306. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.05.006>
- Branker, K., Pathak, M. J. M., & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*(9), 4470–4482. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>
- Buendía, A. (2014). Caracterización y evaluación económica para la inversión en plantas menores a 20 MW conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia a partir de fuentes de energías renovables eólica y solar., 116.
- Bukhari, S. M. A. S., Maqsood, J., Baig, M. Q., Ashraf, S., & Khan, T. A. (2016). Comparison of Characteristics-Lead Acid, Nickel Based, Lead Crystal and Lithium Based Batteries. *Proceedings - UKSim-AMSS 17th International Conference on Computer Modelling and Simulation, UKSim 2015*, 444–450. <https://doi.org/10.1109/UKSim.2015.69>
- Calderón, S., Alvarez, A. C., Loboguerrero, A. M., Arango, S., Calvin, K., Kober, T., ... Fisher-Vanden, K. (2014). Achieving CO2 reductions in Colombia: Effects of carbon taxes and abatement targets. *Energy Economics*, *56*, 575–586. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.05.010>
- Cellura, M., Di Gangi, A., Longo, S., & Orioli, A. (2012). Photovoltaic electricity scenario analysis in urban contexts: An Italian case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *16*(4), 2041–2052. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.032>
- Colombia, G. nacional de. (2014). Ley 1715. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- Comisión Europea. (2010). Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios. *Boletín Oficial*, *L135*, 13–35.
- Corpoema, C. energético. (2010). Formulacion de un Plan de Desarrollo para las Fuentes no Convencionales de Energía en Colombia, PDFNCE. Volumen 2: Diagnóstico. *Consortio Energético Corpoema*, *2*, 367. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_2_Diagnostico_FNCE.pdf
- Correa, G. J., & Yusta, J. M. (2014). Structural vulnerability in transmission systems: Cases of Colombia and Spain. *Energy Conversion and Management*, *77*, 408–418. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.10.011>
- Delgarm, N., Sajadi, B., Kowsary, F., & Delgarm, S. (2016). Multi-objective optimization of the building energy performance: A simulation-based approach by means of particle swarm optimization (PSO). *Applied Energy*, *170*, 293–303. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.141>
- Deveau, J., White, C., & Swan, L. G. (2015). Lead-acid battery response to various formation levels - Part A: Recommended formation levels for off-grid solar and conventional applications. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *11*, 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2015.04.001>

- Doroudchi, E., Pal, S. K., & Lehtonen, M. (2015). Optimizing Energy Cost via Battery Sizing in Residential PV / Battery Systems, 6.
- Douglas, T. (2016). Dynamic modelling and simulation of a solar-PV hybrid battery and hydrogen energy storage system. *Journal of Energy Storage*, 7, 104–114. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.06.001>
- Dunlop, E. D., Halton, D., & Ossenbrink, H. a. (2005). 20 years of life and more: where is the end of life of a PV module? *Conference Record of the Thirty-First IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, 1982–1985. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2005.1488449>
- Ecolumen. (2017). Ecolumen :: Soluciones energeticas. Retrieved April 9, 2017, from <http://www.ecolumen.net/>
- Edalati, S., Ameri, M., Iranmanesh, M., Tarmahi, H., & Gholampour, M. (2016). Technical and economic assessments of grid-connected photovoltaic power plants: Iran case study. *Energy*, 114, 923–934. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.041>
- Electromontajes. (2017). Electromontajes – SAS. Retrieved March 26, 2017, from <http://electromontajessas.com/>
- Empresas Publicas de Medellín. (2017). Comercialización de energía - EPM. Retrieved April 16, 2017, from http://www.epm.com.co/site/clientes_usuarios/Clientesyusuarios/Nuestrosservicios/Energía/Comercializacion.aspx
- Erco. (2017). Erco | . Retrieved April 9, 2017, from <http://www.ercoenergia.com.co/>
- Fetanat, A., & Khorasaninejad, E. (2015). Size optimization for hybrid photovoltaic–wind energy system using ant colony optimization for continuous domains based integer programming. *Applied Soft Computing*, 31, 196–209. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2015.02.047>
- García, H., Corredor, A., Calderón, L., & Gómez, M. (2013). Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia. *Documento Preparado Para WWF*, 90. Retrieved from http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/WWF_Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf
- Goswami, D. Y. (2015). *Principles of solar Engineering*.
- Häberlin, H. (2012). *Photovoltaics: System Design and Practice*. *Photovoltaics: System Design and Practice*. <https://doi.org/10.1002/9781119976998>
- Hallam, C. R. A., & Contreras, C. (2015). Evaluation of the levelized cost of energy method for analyzing renewable energy systems: A case study of system equivalency crossover points under varying analysis assumptions. *IEEE Systems Journal*, 9(1), 199–208. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2013.2290339>
- Hernández-Moro, J., & Martínez-Duart, J. M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 119–132. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082>
- Herrera, B. (2008). Acerca de la tasa de descuento en proyectos. *Quipukamayoc*, 15(29), 101–108.

Retrieved from
<http://revistasinvestigacion.unmsm.edu.pe/index.php/quipu/article/view/5284>

- Hersic. (2017). HERSIC INTERNATIONAL. Retrieved April 9, 2017, from <https://www.hersic.com/>
- IDEAM. (2014). Atlas Interactivo - Radiación IDEAM. Retrieved February 23, 2017, from <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- IEA. (2000). World Energy Outlook 2000. *International Energy Agency*, 444.
- IRENA. (2015). Battery Storage for Renewables : Market Status and Technology Outlook. *Irena*, (January), 60.
- Jiménez, M., Cadavid, L., & Franco, C. J. (2014). Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia. *Dyna*, 81(188), 237–245. <https://doi.org/10.15446/dyna.v81n188.42165>
- Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12–29. <https://doi.org/10.1002/pip.1182>
- Kang, M. H., & Rohatgi, A. (2016a). Quantitative analysis of the levelized cost of electricity of commercial scale photovoltaics systems in the US. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 154, 71–77. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.04.046>
- Kang, M. H., & Rohatgi, A. (2016b). Quantitative analysis of the levelized cost of electricity of commercial scale photovoltaics systems in the US. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 154, 71–77. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.04.046>
- Laborde, M. A., & Williams, R. J. J. (2016). *Energía Solar*.
- Lai, C. S., & McCulloch, M. D. (2017). Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*, 190, 191–203. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>
- Lal, D. K., Dash, B. B., & Akella, a K. (2011). Optimization of PV / Wind / Micro-Hydro / Diesel Hybrid Power System in HOMER for the Study Area. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, 3(3), 307–325.
- Lauinger, D., Caliendo, P., Van herle, J., & Kuhn, D. (2016). A linear programming approach to the optimization of residential energy systems. *Journal of P*, 7, 24–37. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.04.009>
- Lindberg, K. B., Doorman, G., Fischer, D., Korpås, M., Ånestad, A., & Sartori, I. (2016). Methodology for optimal energy system design of Zero Energy Buildings using mixed-integer linear programming. *Energy and Buildings*, 127, 194–205. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.05.039>
- Mascarós, V. (2015). *Instalaciones Generadores Fotovoltaicas*. (Paraninfo, Ed.).
- Meteonorm. (2016). Meteonorm: Irradiation data for every place on Earth. Retrieved October 23, 2016, from <http://www.meteonorm.com/>
- Morales Sánchez, C. F. (2013). Calculation of a Feed-in Rate for the Residential Photovoltaic

- Mechanisms in Colombia. *Semestre Económico*, 16(34), 13–39.
- Mundial, B. (2016). Acceso a la electricidad (% de población) | Data. Retrieved October 9, 2016, from <http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS>
- Natural Resources Canada. (2017). RETScreen | Natural Resources Canada. Retrieved April 6, 2017, from <http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>
- Nieuwoudt, T. (2014). Optimisation of Residential Solar PV System Rating for Minimum Payback Time Using Half-Hourly Profiling, 1(5), 7.
- NREL. (2012). PVWATTS v.1 - Derate Factor Calculation. Retrieved February 9, 2017, from <http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/PVWATTS/derate.cgi>
- NREL. (2016). NREL: Energy Analysis - Levelized Cost of Energy Calculator. Retrieved from http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe.html
- NREL. (2017). National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page. Retrieved May 6, 2017, from <http://www.nrel.gov/>
- Olaya, Y., Arango-Aramburo, S., & Larsen, E. R. (2016). How capacity mechanisms drive technology choice in power generation: The case of Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 563–571. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.065>
- Ortiz, J. D. (2013). Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico de pequeña escala. *Visión Del Caso*, 103–117.
- Quedraogo, B. I., Kouame, S., Azoumah, Y., & Yamegueu, D. (2015). Incentives for rural off grid electrification in Burkina Faso using LCOE. *Renewable Energy*, 78, 573–582. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.044>
- Patrono, G., Vergura, S., Member, I. S., Bari, P., & Orabona, E. (2015). LCOE for Zero-Energy Greenhouse, 5, 1291–1295.
- Pearce, J. M. (2011). A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity K. Branker, M. J. M. Pathak, J. M. Pearce. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 4482, 4470–4482. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>
- Procolombia. (2015). Electric Power in Colombia. Power Generation - 2015, 23. Retrieved from http://www.cc.lu/fileadmin/user_upload/cc.lu/Manifestations/20150701_Mexico_Colombia_Mission/01___Electric_Power_Generation_in_Colombia_-_2015.pdf
- Promontajes. (2017). Promontajes / Ingeniería Eléctrica y Telecomunicaciones - Promontajes. Retrieved March 26, 2017, from <http://www.promontajes.com/>
- PVSOL. (2017). PV*SOL | Valentin Software – Software para planificación y simulación de sistemas solares – fotovoltaicos y sistemas de energía solar tér. Retrieved March 23, 2017, from <http://www.valentin-software.com/es/productos/pvsol>
- Ramli, M. A. M., Hiendro, A., & Twaha, S. (2015). Economic analysis of PV/diesel hybrid system with flywheel energy storage. *Renewable Energy*, 78, 398–405. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.026>

- Ratnam, E. L., Weller, S. R., & Kellett, C. M. (2015a). An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar PV: Assessing customer benefit. *Renewable Energy*, *75*, 123–134. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.008>
- Ratnam, E. L., Weller, S. R., & Kellett, C. M. (2015b). An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar PV: Assessing customer benefit. *Renewable Energy*, *75*, 123–134. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.008>
- Reiter, E., Ardani, K., Edge, R., Reiter, E., Ardani, K., & Edge, R. (2015). Industry Perspectives on Advanced Inverters for U . S . Solar Photovoltaic Systems : Grid Benefits , Deployment Challenges , and Emerging Solutions Industry Perspectives on Advanced Inverters for U . S . Solar Photovoltaic Systems : Grid Benefits , Deploy, (September).
- REN21. (2015). *Renewables 2015-Global Status Report*. *REN21 Renewables* (Vol. 4). [https://doi.org/10.1016/0267-3649\(88\)90030-1](https://doi.org/10.1016/0267-3649(88)90030-1)
- REN21. (2016). Energías renovables 2016 reporte de la situación mundial, 32.
- REPUBLICA, C. D. LA. (2014). *Régimen Básico*. Retrieved from <http://www.superservicios.gov.co/content/download/4977/47233>
- Rezayati, M. (2016). Technical and Economic Analysis of Employing Variety of Renewable Energy in Buildings , Taking into Account Different Climatic Conditions.
- Rosso-Cerón, A. M., & Kafarov, V. (2015). Barriers to social acceptance of renewable energy systems in Colombia. *Current Opinion in Chemical Engineering*, *10*, 103–110. <https://doi.org/10.1016/j.coche.2015.08.003>
- Said, M., EL-Shimy, M., & Abdelraheem, M. A. (2015). Photovoltaics energy: Improved modeling and analysis of the levelized cost of energy (LCOE) and grid parity - Egypt case study. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *9*, 37–48. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.11.003>
- Sampaio, P. G. V., & González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *74*(June 2016), 590–601. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>
- Sangster, A. J. (2014). Solar Photovoltaics. *Green Energy and Technology*, *194*(4), 145–172. https://doi.org/10.1007/978-3-319-08512-8_7
- Sansa, I., Villafila, R., & Bellaaj, N. M. (2015). Optimal sizing design of an isolated microgrid using loss of power supply probability. *IREC2015 The Sixth International Renewable Energy Congress*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/IREC.2015.7110941>
- Sen, S., & Ganguly, S. (2016). Opportunities, barriers and issues with renewable energy development – A discussion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (May), 0–1. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.137>
- Sherwani, A. F., Usmani, J. A., & Varun. (2010). Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *14*(1), 540–544. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.08.003>
- Sinha, S., & Chandel, S. S. (2015). Review of recent trends in optimization techniques for solar

- photovoltaic – wind based hybrid energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 755–769. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.040>
- Sistema de Alerta Temprana del Valle de Aburrá. (2017). SIATA. Retrieved February 25, 2017, from https://siata.gov.co/siata_nuevo/index.php/mapa/
- SIU. (2016). .: Sistema Único de Información de Servicios Públicos .: Retrieved February 22, 2017, from <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/portada.jsp?servicioPortada=4>
- Solarplus. (2017). Solar Plus - Planeación, asesoría, dirección, ejecución y control de proyectos de energía solar fotovoltaica y productos de consumo para la industria de este mercado. Retrieved April 9, 2017, from <http://www.solarplusonline.com/>
- Stapleton, G., & Neill, S. (2012). Grid-connected Solar Electric Systems, 17.
- Tegani, I., Aboubou, A., Becherif, M., Ayad, M. Y., Kraa, O., Bahri, M., & Akhrif, O. (2013). Optimal sizing study of hybrid wind/PV/diesel power generation unit using genetic algorithm. *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 85(1), 134–140. <https://doi.org/10.1109/PowerEng.2013.6635594>
- Thomas, D., Deblecker, O., & Ioakimidis, C. S. (2016). Optimal design and techno-economic analysis of an autonomous small isolated microgrid aiming at high RES penetration. *Energy*, 116, 364–379. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.119>
- Tito, R., Lie, T., & Anderson, T. (2013). A simple sizing optimization method for wind-photovoltaic-battery hybrid renewable energy systems, 8–12. Retrieved from <http://aut.researchgateway.ac.nz/handle/10292/5650>
- Tsuanyo, D., Azoumah, Y., Aussel, D., & Neveu, P. (2015). Modeling and optimization of batteryless hybrid PV (photovoltaic)/Diesel systems for off-grid applications. *Energy*, 86, 152–163. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.128>
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013a). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63, 61–75. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013b). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63, 61–75. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
- UPME. (2003). Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusión, 66. Retrieved from http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/normalizacion/GUIA_DE_ESPECIFICACIONES_DE_SISTEMAS_FOTOVOLTAICOS_PARA_LA_E.pdf
- UPME, & BID. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- van der Zwaan, B., & Rabl, A. (2004). The learning potential of photovoltaics: Implications for energy policy. *Energy Policy*, 32(13), 1545–1554. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00126-5](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00126-5)
- Vélez, L. D. (2009). Aspectos económicos de los proyectos del sector público. *Aspectos*

Macroeconómicos, 14–18.

- VSPUR. (2017). Solar Photovoltaic. Retrieved May 9, 2017, from <http://www.vspur.in/solar-photovoltaic.htm>
- Wang, G.-B., Peng, S.-S., & Huang, H.-P. (1997). A sliding observer for nonlinear process control. *Chemical Engineering Science*, 52(5), 787–805. [https://doi.org/10.1016/S0009-2509\(96\)00449-6](https://doi.org/10.1016/S0009-2509(96)00449-6)
- Wang, X., Adelman, P., & Reindl, T. (2012). Use of LiFePO₄ batteries in stand-alone solar system. *Energy Procedia*, 25, 135–140. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.07.018>
- Wenlei, B., Eke, I., & Lee, K. Y. (2015). Heuristic optimization for wind energy integrated optimal power flow. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2015–Septe*, 0–4. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286509>
- Wittmer, B., Mermoud, A., & Schott, T. (2015). Analysis of PV grid installations performance, comparing measured data to simulation results to identify problems in operation and monitoring. *30th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, (September), 2265–2270.
- Yang, F., & Xia, X. (2017). Techno-economic and environmental optimization of a household photovoltaic-battery hybrid power system within demand side management. *Renewable Energy*, 108, 132–143. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.054>
- Yang, H., Zhou, W., Lu, L., & Fang, Z. (2008). Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. *Solar Energy*, 82(4), 354–367. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2007.08.005>
- Zandi, M., Bahrami, M., Eslami, S., Gavagsaz-Ghoachani, R., Payman, A., Phattanasak, M., ... Pierfederici, S. (2017). Evaluation and comparison of economic policies to increase distributed generation capacity in the Iranian household consumption sector using photovoltaic systems and RETScreen software. *Renewable Energy*, 107, 215–222. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.051>