

ANÁLISIS TECNOECONÓMICO DE MICRORREDES HÍBRIDAS PARA CARGAS DOMICILIARIAS.



Universidad
del Cauca

Camilo Andres Tobar Jascue
Angie Natalia Gomez Florez

Director: MsC. Francisco Franco Obando Diaz

UNIVERSIDAD DEL CAUCA
FACULTAD DE ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES
INGENIERÍA EN AUTOMÁTICA INDUSTRIAL
POPAYÁN
2023

ANÁLISIS TECNOECONÓMICO DE MICRORREDES HÍBRIDAS PARA CARGAS DOMICILIARIAS.

Trabajo de grado presentado para optar por el título de:
Ingeniero en automática industrial

Camilo Andres Tobar Jascue
Angie Natalia Gomez Florez

Director: MsC. Francisco Franco

UNIVERSIDAD DEL CAUCA
FACULTAD DE ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES
INGENIERÍA EN AUTOMÁTICA INDUSTRIAL
POPAYÁN
2023

Agradecimientos:

Agradezco a mi familia por todas sus enseñanzas en cada etapa de mi vida y la orientación que me han brindado e infinitamente en especial a mis padres por la paciencia y el apoyo que me han brindado al pasar de todos estos años.

Agradezco a la universidad del cauca, la FIET y todos los docentes de la PIAI, especialmente a nuestro tutor de tesis el ingeniero Francisco Franco Obando Diaz por sus enseñanzas, dedicación y orientación a lo largo de todo el proceso de la realización de este trabajo y la instancia en la universidad.

Agradezco a mis amigos y compañeros por todo el apoyo además de acompañamiento en el transcurso de la carrera y finalmente en especial a mi compañero Camilo Andres Tobar Jascue y a su familia ya que su apoyo y contribución fue vital para el desarrollo y conclusión de este trabajo.

Angie Natalia Gomez Florez

Doy muchas gracias ante todo a mi Creador y Señor Jesucristo por darme vida y sabiduría durante estos años de estudio, gracias a mis padres Olivo y Yasmin por sus alientos y apoyo total para perseverar y pasar esta etapa de vida, a la familia que estuvo presente por su apoyo incondicional en este largo proceso de carrera.

Muchas gracias a mi compañera y colega Natalia Gómez por su apoyo, su confianza, su paciencia conmigo, por permanecer a mi lado hasta el final y poder culminar juntos esta etapa. Por permitirme conocerla y disfrutar de su amistad.

Gracias a mis colegas por su compañía, ayuda y amistad que me brindaron cada día durante tanto años. Gracias a la Universidad del Cauca, sus dependencias, sus maestros y trabajadores, por el conocimiento y trabajo aportado a mi crecimiento personal y a este proceso de carrera profesional.

Camilo Andrés Tobar Jascue

Índice general

1. Conceptos para el cálculo de perfiles de carga en usuarios residenciales.	8
1.1. Demanda de energía eléctrica	9
1.2. Curva de demanda o perfiles de carga.	11
1.2.1. Enfoques estadísticos, probabilísticos y matemáticos más usados para los análisis de perfiles de carga.	12
1.2.2. Algoritmos de agrupamiento o clústers de creación de perfiles de carga basados en los enfoques.	16
2. Análisis de demanda energética en el municipio de Popayán.	21
3. Descripción y características generales de un sistema fotovoltaico	28
3.1. Tipos de carga, valor energético y régimen de uso.	30
3.2. Radiación solar.	31
3.3. Irradiación solar de Colombia.	33
3.4. Definición hora solar en Colombia.	34
3.5. Definición y componentes de Soluciones individuales de sistemas fotovoltaicos: S.I.S.F.V.	35
3.5.1. Sistemas fotovoltaicos autónomos	36
3.5.2. Sistemas híbridos	38
3.5.3. Sistema híbrido conectado a la red eléctrica	39
3.5.4. Regulaciones de la Creg para los sistemas fotovoltaicos	41
3.6. Proceso de dimensionamiento y selección de componentes	42
3.6.1. Factores de pérdida de un panel fotovoltaico.	43
3.7. Implementación de un sistema FV en Colombia	44
3.8. Plataforma de simulación	45
3.8.1. Homer Pro	45
4. Simulación y Resultados	47
4.1. Demanda estimada por estrato socio-económico	48
4.1.1. Perfil de carga estimado por estrato	48
4.2. Datos complementarios para la simulación en la plataforma Homer Pro.	52

4.2.1. Paneles fotovoltaicos.	52
4.2.2. Inversor controlador.	53
4.3. Simulación	55
4.4. Resultados de simulación.	62
4.5. Comparación de resultados con cotizaciones a empresas	67
5. Conclusiones y proyectos futuros	70
5.1. Proyectos futuros	73
Anexos	91
A. Anexo 1: Tablas de consumo	92
A.1. Tablas de datos del SIU	92
A.1.1. Tabla de tendencia de consumo del municipio de Popayán	93
A.1.2. Tabla de consumo promedio en la zona urbana de Popayán para el año 2021	94
A.1.3. Tabla de consumo promedio en la zona rural de Popayán para el año 2021	94
A.1.4. Tabla de tendencia de consumo del municipio de Pereira	95
A.1.5. Tabla de consumo promedio en la zona urbana de Pereira para el año 2021	95
A.1.6. Tabla de consumo promedio en la zona rural de Pereira para el año 2021	96
A.2. Tablas estimadas de consumo de los estratos 1 al 5	97
A.2.1. Tabla de consumo estimada estrato uno	97
A.2.2. Tabla de consumo estimada estrato dos	99
A.2.3. Tabla de consumo estimada estrato tres	101
A.2.4. Tabla de consumo estimada estrato cuatro	103
A.2.5. Tabla de consumo estimada estrato cinco	105
A.2.6. Tabla de perfiles de demanda de todos los estratos	107
B. Resultados de simulación para los estratos 1 al 5	108
B.1. Resultado de simulación estrato 1	108
B.2. Resultado de simulación estrato 2	109
B.3. Resultado de simulación estrato 3	109
B.4. Resultado de simulación estrato 4	110
B.5. Resultado de simulación estrato 5	110
C. Datos complementarios para la simulación del estrato 6 y los demás estratos	111
C.1. Cotización del inversor-controlador.	111

C.1.1. Cotización de los gastos complementarios en los paneles fotovoltaicos para cada estrato	112
C.1.2. Precio promedio del kilowatt para cada estrato.	112
C.2. Ficha Técnica del inversor-convertidor	113
C.3. Ficha Técnica panel fotovoltaico.	114
D. Cotizaciones en empresas colombianas	115
D.1. Empresa 1	115
D.2. Empresa 2	116

Introducción

A medida del tiempo se han avanzado en estudios de cada tipo de energía renovable y se ha descubierto que cada una presenta sus ventajas y desventajas al momento de generar energía, los estudios arrojan como la mejor alternativa de generación los paneles fotovoltaicos, donde se puede contemplar que una de sus ventajas más sobresalientes es que viene de una fuente inagotable (el sol). Por ende, la importancia de avanzar en estudios para aportar a sus avances e información, ya que la encontrada acerca de la implementación de esta tecnología a nivel residencial es muy escasa pero tiene un gran potencial en aplicaciones de autoconsumo aislados [1] y conectados a la red [2].

En el análisis de rentabilidad de los sistemas de generación se debe de examinar el rendimiento además de la factibilidad económica de este y para esto se efectúa la creación de un perfil de carga el cual contiene toda la información de consumo de la carga a la cual se le va a implementar el sistema de generación, tomando esto en cuenta con la información del perfil de carga se calculan las partes importantes del sistema fotovoltaico como son la potencia de generación de los paneles [3], la cantidad de estos y el inversor con base en el consumo mensual del perfil de carga, además de por medio de una investigación de cotizaciones de empresas también se debe saber el precio de estos dispositivos a medida del kW, con esta información ya obtenida se puede hacer una simulación para ver la rentabilidad del sistema en la carga escogida y para este estudio se escogió el programa de simulación Homer Pro[4].

Si bien se habla de una transición energética en el país, no se analiza la viabilidad económica y energética de soluciones comerciales para cargas residenciales [5], en este trabajo de grado se incrementa el conocimiento acerca de la viabilidad de la implementación de sistemas fotovoltaicos híbridos para zonas residenciales acotando la implementación por estratos socio economicos y dando un análisis de factibilidad tecnoeconómica para cada estrato.

Capítulo 1

Conceptos para el cálculo de perfiles de carga en usuarios residenciales.

En el proceso de generación de energía eléctrica existe un factor llamado carga, el cual es el elemento final de consumo y es un elemento esencial para tener en cuenta en la cantidad de energía eléctrica que se debe generar para poder suplir la demanda energética, los datos de este se pueden ordenar con una técnica llamada perfiles de carga lo cual es crear una gráfica que ordena el consumo de la carga eléctrica en función del tiempo [6]; la variabilidad de las cargas depende de los agentes a los que estén expuestas, como el tipo de cliente el cual se le va a suministrar el servicio, además de las condiciones ambientales como la temperatura o la época del año. Esta información es utilizada por las generadoras de energía para planificar la generación de electricidad necesaria en un momento dado [7]. En este capítulo se abordarán las temáticas importantes y necesarias para poder realizar el análisis de los perfiles de carga y hacer un acotamiento de la toda la información encontrada; por lo cual, se examinaron diferentes análisis estadísticos que se han realizado para el estudio de las tendencias de consumo residencial enfocados en los conceptos básicos acerca de la curva de demanda de energía eléctrica, hábitos de consumo y autores que han trabajaron estas tendencias gracias al avance de las tecnologías en cuanto a consumo energético, de la calidad de energía en el servicio residencial prestado.

1.1. Demanda de energía eléctrica

Cuando se habla de demanda de energía, se tiene que habla primero de sistemas eléctricos de potencia ya que estos son los generadores de la energía eléctrica, están compuestos por equipamientos de generación, transmisión, distribución y al final, las cargas; con el desarrollo de las tecnologías para los entornos industriales y residenciales se crean nuevos desafíos para el desarrollo de los procesos de producción, transporte y consumo de la energía eléctrica[8], esto ha impulsado el desarrollo de nuevas herramientas para redes inteligentes (smart Grids) que ayudan a la gestión y control de la producción de energía, además de dar un fácil y confiable control, monitoreo, administración y supervisión de calidad, además de la confiabilidad y seguridad de las conexiones de fuentes de energía renovables y no renovables hacia las cargas o los centros de consumo[9].

En los países de latinoamérica, la demanda eléctrica se trata de una manera diferente ya que tienen una interconexión eléctrica por su alto impacto en la gestión de eficiencia de los recursos energéticos, esto se debe a las regulaciones existentes por la decisión 536 de 2002 de la conformación de la Comunidad Andina De Naciones (CAN), conformada en sus inicios por estados ubicados en suramérica y surgió en el Acuerdo de Cartagena el 26 de mayo de 1969 con la paridad de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, acuerdo que fue retirado en el 2006 [10]. Esta comunidad fue creada para optimizar el territorio y favorecer los intereses de cada uno de los estados desde un marco comunitario para favorecer la integración económica de la subregión y en materia de la interconexión eléctrica se regularon las interconexiones internacionales y los intercambios de energía ,pero al haber algunas inconsistencias en las relaciones de infraestructura para la interconexión entre países en el 2006. Mediante la decisión de la CAN 702 de la misma entidad, decidieron la vigencia de la CAN 536 del 2002 y se creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad

(CANREL). Estas interconexiones eléctricas tuvieron un impacto muy favorable para la gestión eficiente de los recursos energéticos ya que se logró aprovechar de manera óptima la oferta y así suplir una demanda creciente en cuanto a la expansión de redes eléctricas por varios estados que podrían cubrir las necesidades de otro en algún momento de escasez o contingencia, además de ser una herramienta para la mitigación del riesgo de corte del servicio [11].

Luego de las regulaciones de venta y compra de la energía entre los países de la CAN, en Colombia se empezaron a regular la generación y distribución del servicio público domiciliario para mejorar el consumo teniendo una intervención del estado en la economía y regulando finalmente en la constitución del 1991, que las agencias que prestan los servicios públicos deberían de ser independientes pero tener una regulación apropiada ante la comisión de regulación [11]. También en esta constitución se establecieron regulaciones a los consumidores como la creación de los usuarios de consumo regulados y los no regulados, los primeros con un consumo y una tarifa anual estabilizada, en cambio los usuarios no regulados por su consumo, negocian la tarifa de la electricidad en contratos a plazos determinados con una tarifa de compra de energía diferente, además del programa de uso racional y eficiente de energía que instala estrategias y acciones para lograr impactos en la productividad, alcance y competitividad para la producción energética [12], así mismo, la unión de las generadoras de energía entre los países de la CAN ha ayudado al mejoramiento de la confiabilidad del sistema ya que en este país existen factores que hacen de la generación de energía un riesgo constante por los eventos climáticos como el fenómeno del niño presentado en 1992 que afectó al país, el cual tuvo un costo de 3 millones de dólares; otro ejemplo más cercano es la sequía experimentada en 2016, la cual tuvo un efecto negativo en la situación financiera del país, además de la creciente demanda de energía del país [13].

1.2. Curva de demanda o perfiles de carga.

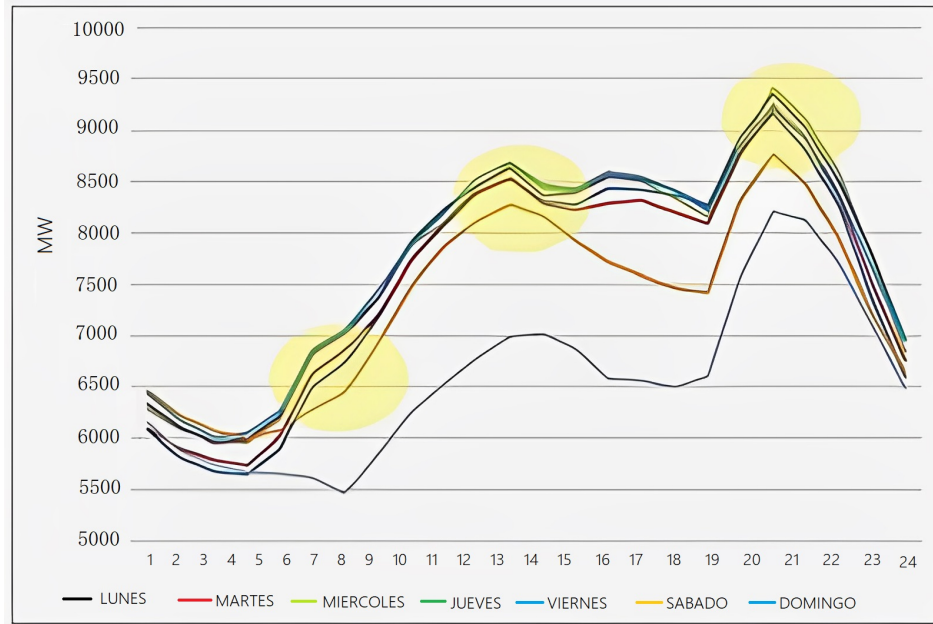


Figura 1.1: Perfil de carga doméstica típico de ilustración. Tomada de [14]

El avance de la tecnología ha permitido un aumento en el consumo de energía residencial, ya que cada vez más familias en todo el mundo tienen la posibilidad de proveerse de tecnología, también el manejo de dispositivos electrónicos va en aumento ya que estos brindan una facilidad en las actividades de vida diaria. Por tanto, los proveedores de energía para tener un control de consumo han investigado los modelos de carga para determinar un perfil de carga estándar (ver figura 1.1) para poder predecir el consumo normal de las cargas residenciales y poder regularlas [15]. Los estudios encontrados se centran en perfiles de demanda en los que se puede denotar, en todos los casos, análisis de curvas de demanda y estudios de tendencia que puede verse afectados por muchos factores entre los cuales están la climatología del lugar, la estratificación, etc., estos son hallados por medio de métodos intuitivos, promediados y metodologías que se pueden realizar de forma científica, matemática o estadística e involucran la utilización de softwares, las predicciones de demanda y energía son de mucho interés en el sector eléctrico ya que el constante desarrollo de los mercados energéticos genera un escenario

cada vez más competitivo y es crucial para ellos tener sistemas de distribución con planes de manejo bien estructurados [16][17].

Existen diferentes formas y metodologías para crear los perfiles de carga, de los cuales dependen y se basan en: encuestas, programas, modelos y métodos matemáticos, etc. Cada sistema de generación, cogeneración, almacenamiento, demanda o consumo energético produce un perfil de carga o perfil de demanda, cada uno de estos contiene sus características y para su análisis se usan métodos que favorecen la fidelidad de su representación individual, agrupando los perfiles en grupos pequeños y grandes para su estudio y estimación. Estos métodos permiten o ayudan a crear y realizar pronósticos[18], además de crear tendencias de producción para tener un estimado de suministro anual, mensual, semanal y diario.

1.2.1. Enfoques estadísticos, probabilísticos y matemáticos más usados para los análisis de perfiles de carga.

Ahondando en la literatura no se han estandarizado y elegido métodos óptimos y referenciales para el análisis de perfiles de demanda, debido a los diferentes procedimientos matemáticos y propósitos de uso, de una manera corta se presentan los enfoques más comunes:

Autorregresivo

Los métodos de análisis autorregresivos son modelos de recolección de datos que pueden realizar un promedio móvil que quiere decir que al realizar la integración de los datos de la recolección de los perfiles de carga este método captura las características de cada uno y cuando los datos de los perfiles no son estacionarios va realizando una actualización constante y comparando los con las características de los ya registrados, sacando un modelo de carga que en cuantos más datos registrados tiene más información para un perfil de carga más completo [19][20], tal como el ejemplo de un modelo realizado por Vu D.H. et.al[21] el cual realiza un

modelo autorregresivo el cual escogen como variable de cambio el tiempo, varían el tiempo en un corto plazo en el que son tomados los datos de los perfiles de carga y así realizan una mejora en la adaptación del modelo pero crean un perfil de carga más completo.

Series de fourier

Este método utiliza el principio fundamental de la serie de fourier ya que utiliza el dominio del tiempo y el espectro de frecuencia ya que cualquier función periódica y continua se puede expresar como serie de fourier después de descomponerla en una suma de un número finito de funciones entre seno y coseno, tal como el algoritmo FFT creado en por F. Rodrigues et.al [22] el cual es un algoritmo de transformada discreta de fourier que reduce el número de cálculos necesarios para una cantidad N puntos de $2N$ a la 2 a $2 N \lg N$, donde \lg es el logaritmo en base 2 que es un algoritmo mejorado de la primera discusión propuesta por cooley y tukey.

Lógica Difusa

El agrupamiento difuso se diferencia de otros métodos ya que al agrupar, un objeto puede pertenecer a más de un grupo, con un grado de pertenencia entre 0 y 1 a cada grupo[23]. Usada en la minería de patrones de consumo por su autoaprendizaje. El método más conocido es el Fuzzy c-means (FCM), que ha demostrado superioridad en el análisis de datos de consumo de electricidad en comparación con el método de agrupamiento duro, usado en la extracción de patrones de consumo, bueno para caracterizar las relaciones de entrada-salida, aunque con varias desventajas en su aplicación. Otras aplicaciones como la matriz de características de forma y medición de distancia (SFM), ayudan a reducir la complejidad del cálculo, disminuye el impacto adverso del ruido/distorsión de amplitud, y determina de manera óptima el número de grupos[24].

Proceso Gaussiano

Las funciones gaussianas permite resolver sistemas lineales por medio de variables sacadas del sistema, creando ecuaciones con estas y resolviendolas por medio de matrices, entonces este método para modelar perfiles de carga residenciales tiene una ventaja ya que solamente necesita una cantidad mínima de información para resolverlos, tal como en el ejemplo que da Yan et.al.[25] en el cual representan los perfiles de carga por medio de dos variables, el número de personas representado con la variable np relacionada con el número de dormitorios y nr para el número de hogares, la variabilidad de la curva de la función creada por medio de las dos variables ayuda a hacer un análisis completo de todas las características de la carga .

Red Neuronal

Cuando se habla de las formas para crear los perfiles de carga los métodos simples estadísticos todavía tienen muchas fallas así que el avance de las redes neuronales con los modelos estadísticos han sido una solución bastante clave para abordar los problemas de la no linealidad de los datos además de ayudar al cálculo sólido de los datos grandes y dinámicos para crear un modelo de perfiles de carga bastante completo y predictivos que ayuda aún más al funcionamiento de los proveedores de energía y reduce las pérdidas por malas implementaciones [26], tal como en el método utilizado por Mashud e Irene[27] que utiliza la transformada de wavelet que realiza una descomposición de datos y la selección de características, por medio de una red neuronal para que sea de forma predictiva como la AWNN y se evalúa su rendimiento con datos de diferentes ciudades.

Probabilístico

Aún no existe un estudio canónico para estudios de perfiles de carga doméstica, las distribuciones probabilísticas usadas en este campo son variadas y comunes, como son la distribución Normal, Log-Normal, Gamma, Gumbel, Inverse-Normal, Beta, Exponencial, Rayleigh y Wei-

bull. Se usan para pronosticar la demanda, modelar redes de distribución, analizar el uso de electricidad doméstica, etc [28].

Wavelet / ondícula

La transformada de Wavelet u ondícula es un modelado de transformadas estacionarias para producir pronósticos al descomponer la carga agregada en varias subseries con la transformada, lo que la hace una ventaja bastante grande ya que basa su pronóstico directamente en separar las tendencias y los ciclos de datos y pronosticar cada uno aparte [29], de está transformada gracias a su extracción sensible de características se pueden crear redes neuronales y modelos híbridos SVR de reconocimiento, como el análisis que se realiza en este artículo [30] en el cual realizan la aplicación de un modelo híbrido realizado de varias transformadas combinadas para producir pronósticos de cada componente, dando así un resultado en el cual se infiere que esta transformada proporciona los pronósticos más precisos.

Los perfiles de consumo de electricidad siguen las tendencias diarias, semanales y estacionales, su forma está fuertemente influenciada por la presencia y actividad del consumidor y las características del equipo utilizado[31], pero también se puede tomar en cuenta que una alteración muy importante se causa por medio de los parámetros de medición (resolución y frecuencia) en la toma de datos del consumo, como lo menciona Christoph et al.[32], en la toma de datos el tiempo que transcurre entre cada toma debe ser mínimo de 1 mn, ya que al realizar lo en picos de tiempo se pierden datos importantes y no se pueden identificar patrones de carga. Las diversas investigaciones y estudios de perfiles de carga/demanda doméstica han enfocado sus esfuerzos en 3 campos: Los métodos de modelamiento, los Índices de validación de conglomerados y la confiabilidad.

1.2.2. Algoritmos de agrupamiento o clústers de creación de perfiles de carga basados en los enfoques.

En la literatura, la agrupación de perfiles de demanda se usan para unir perfiles con un comportamiento similar. Estos últimos se procesan y se usan para desarrollar pronósticos y representaciones a gran escala, entre muchas otras aplicaciones. Se categorizan en dos grandes grupos: inter-clúster e intra-clúster[33], aunque algunos autores los agrupan en 5 categorías: métodos de agrupación, métodos de partición, métodos jerárquicos, métodos basados en cuadrículas, métodos basados en densidad y los métodos basados en modelos[24], teniéndolas en cuenta se realizará una mención general de las más utilizadas para el área de la creación de perfiles de carga [34]:

Partición

Estos algoritmos de agrupamiento han sido aplicados con éxito para el análisis de datos y la identificación de patrones en los consumos de energía ya que se realizan métodos de agrupamientos basados en estos algoritmos para identificar patrones de forma en datos de series temporales [35], tal como lo hicieron Ali Al-Wakeel et.al [36] quienes crean un análisis de conglomerados de medios el cual aplica centros de perfiles de carga previamente agrupados con funciones de distancia, para estimar valores faltantes y futuros, este análisis se aplica en cuatro ciudades de las cuales recolectaron información de perfiles de carga diarios y segmentos de medidores inteligentes agregados que dio como resultado que al integrar el algoritmo con una herramienta operativa permite un mayor monitoreo y control de las redes de distribución, de este se pueden encontrar dos variaciones muy comunes de utilizar que son:

- K- medias Adaptativas

Este algoritmo es una adaptación de los algoritmos simples K-means, en este nuevo algoritmo se realiza primeramente el procesamiento de los datos y utilizan el algoritmo K-means para obtener los centros de agrupación K, luego se agrupan uno por uno y luego se usa el

estándar de información bayesiano para obtener el valor k apropiado [37], Mok et.al [38] crearon un algoritmo adaptativo el cual utiliza los resultados de agrupamientos del algoritmo k -means luego se integran como una matriz de juicio, finalmente se implementa un proceso iterativo de partición de gráficos que identifica el número de grupos deseados y el resultado final, aunque es un proceso bastante complicado se ven resultados muy favorables.

- Las k -medias difusa

La adaptación difusa del enfoque de partición se realiza para enfrentar las situaciones en las que los objetos no tienen una asignación clara a diferencia del enfoque estándar en el que cada objeto permanece exactamente a un grupo en particular, en el enfoque difuso es diferente ya que cada objeto es asignado a todos los grupos con ciertos grados de permanencia [39], con este método se pueden realizar perfiles de electricidad muy eficaz ya que como en este artículo Chang et al [24] proponen un método robusto basado en formas móviles de las cuales se crea una matriz de sus características y una de mediciones a distancia que los representa con precisión para los perfiles de carga.

- Mapa autoorganizado

También llamados SOM es una técnica de aprendizaje automático no supervisada y su principal característica es su capacidad para reconocer patrones en conjuntos complejos a través de una metodología no supervisada además de ser una estructura subyacente de datos de alta dimensión, se utiliza una medida para determinar la distribución de un espacio de entrada X sobre un espacio de salida Y que generalmente es de menor dimensión, la medida de los espacios es definida por un grupo de neuronas distribuidas en un plano que puede ser lineal, rectangular, o hexagonal conservando así las propiedades de los patrones en el espacio de entrada, también rea-

liza la posibilidad de comparar grupos que resumen datos y esto lo realiza esta red autoorganizada extrayendo patrones, regularidades, correlaciones, categorías o características importantes de cada observación y las asigna a un grupo que luego se proyectan en un nodo del mapa de salida [40][41][42].

Agrupación Jerárquica

Para el análisis en agrupaciones jerárquicas es más utilizado para el análisis de conglomerados ya que los datos se dividen en subgrupos y no se tiene la necesidad de conocer previamente los datos, entonces poder elegir los más importantes con un seguimiento determinista, para esta agrupación existen dos enfoques que dependen de cómo se realizan las construcciones de los clusters que son de arriba hacia abajo (divisiva) o de abajo hacia arriba (aglomerada), para la primera se consideran a todos los objetos en un solo grupo y luego se divide iterativamente en grupos más pequeños en función de las medidas de disimilitud hasta que en cada objeto forma su propio grupo, para la segunda construcción cada objeto se clasifica como su propio grupo y luego se fusionan dependiendo su similitud hasta que finalmente hay nuevamente uno solo [43][44].

Modelos de Mezcla finita FMM

Son la técnica más usada recientemente para agrupar datos de medidores inteligentes, aunque poco usual, en comparación con los más comunes k-means. Una principal ventaja sobre muchos otros métodos de agrupamiento no jerárquicos, es su versatilidad, la capacidad de modelar una mezcla de datos continuos y categóricos. El FMM se establece en un marco estadístico y describe las distribuciones y correlaciones entre atributos eligiendo automáticamente los pesos óptimos para cada uno de los parámetros de entrada para cada grupo; No es necesario predefinir una medida de distancia y permite la variabilidad de cada atributo en un nivel de clúster por clúster. Usa el criterio estadístico de información bayesiano (BIC) para seleccionar el número óptimo de conglomerados,

calculado como un subproducto del marco de probabilidad del FMM sin costo adicional. A pesar de que el número de grupos debe ser elegido a priori, el algoritmo puede converger a óptimos locales y es sensible a los atributos de entrada elegidos[45][46].

Métodos basados en densidad

- Agrupación por búsqueda rápida y hallazgo de picos de densidad.

Abreviado en inglés, CFSFDP, es un algoritmo similar a la agrupación espacial basada en densidad de aplicación con ruido (DBSCAN). A diferencia de DBSCAN, CFSFDP supone que si un punto tiene una densidad local mayor que sus vecinos y está a una gran distancia de los puntos con mayor densidad local, puede considerarse un centroide del conglomerado. Puede determinar automáticamente el número de grupos y lograr cualquier agrupación. Sin embargo los resultados dependen de la distancia de corte, que difícilmente se puede determinar. En segundo lugar, la definición de la densidad local del algoritmo no tiene en cuenta el tamaño de los datos y su distribución, lo que resulta en una precisión de agrupación unideal[47][48].

Agrupamiento de vectores de soporte

Este algoritmo es una extensión de la máquina de vectores de soporte que era utilizada para la predicción numérica, ahora este algoritmo que es de aprendizaje automático se aplica a tareas de clasificación, su funcionamiento se fundamenta en usar los datos de entrenamiento luego encuentra el hiperplano de margen máximo entre dos clases aplicando un método de optimización, el límite de decisión está definido por un subconjunto de los datos de entrenamiento llamados vectores de soporte y finalmente se forman los límites de decisión no lineales mientras se mantiene baja la complejidad computacional [49][50]. Este algoritmo es más usado en el área de electricidad más que todo para la predicción de la carga máxima diaria y esto sirve mucho para la creación de perfiles de carga ya que adapta los valores dependiendo de los consumos anteriores

y realizando una adaptación para futuros consumos [51].

Índices de validación

La variabilidad de resultados usando los distintos algoritmos de agrupamiento creó la necesidad de usar índices de validación (o CVI por sus siglas en inglés) para asentar los resultados y la conformación de clusters de perfiles de demanda. Estos CVI se adoptan para validar los resultados de los algoritmos de agrupación entre clusters y dentro de los mismos. La gran mayoría de CVI para clasificación a menudo usan la varianza, separación, distancias, compacidad y la media entre datos para suministrar su resultado de los cuales los más destacados en el dominio de la agrupación de perfiles de demanda para cargas residenciales son los siguientes [33][36], Puntaje Caliński–Harabasz (CH) o criterio de relación de varianza[52], Índice de Davies-Bouldin (DB) [53], índice de Davies-Bouldin modificado [54], Índice de Dunn (DI) [55], Puntuación de silueta o Función de puntuación [56][57], índice de Optimalidad y Parcialidad independiente del contexto [58], todos estos índices se basan en utilizar dos técnicas de agrupamiento y comparar los resultados con un valor ideal lo que da al final un índice que indica que tan viable fue utilizar esas técnicas de agrupación además de que tan fiables son los resultados de estas.

Capítulo 2

Análisis de demanda energética en el municipio de Popayán.

Esta parte de la investigación está enfocada en mostrar la tendencia y comportamiento del consumo energético residencial por estratos en el municipio de Popayán, para posteriormente realizar el análisis de dimensionamiento y diseño de un sistema fotovoltaico adecuado para suplir las necesidades requeridas de consumo. Se extrajo la información organizada por la herramienta de análisis O3, la cual recolecta datos del Sistema Único de Información (SUI)[59], reporta y certifica los datos de los proveedores del servicio público domiciliario de energía eléctrica conforme a la normatividad vigente en el territorio nacional colombiano y que por medio de los métodos de agrupación anteriormente mencionados organiza esta información y la clasifica para su búsqueda según el estrato, el año, los meses, tipos de usuarios (regulados y no regulados), empresa prestadora de servicio, nivel de tensión (nivel 1 al 4 y STN), departamento, zona no interconectada, ubicación (rural, urbana y centro poblado) y uso (residencial y no residencial).

En la búsqueda de hallar similitudes de consumo energético con algunas ciudades del país con alguna característica similar como categoría climatología, su temperatura, altitud, precipitación y radiación promedio (HSP) junto a la ciudad de Popayán, se consideraron otras ciudades como Manizales y Sogamoso considerando pero se descartaron por su

amplia diferencia porcentual en sus precipitaciones y elevación respecto a Popayán, dejando a Pereira como opción. A continuación, se presenta el análisis de las gráficas obtenidas de la segmentación de datos de consumo residencial por estrato de las ciudades Popayán y Pereira extraídos de la herramienta O3 del sistema único de información (SIU) y que se encuentran en el anexo A. Al momento de realizar la consulta en la herramienta, no se encontraban disponibles todos los datos del año 2022, por este motivo no se usaron durante este estudio.

Se realizó una comparación para analizar si existen similitudes comportamentales de consumo entre la ciudad de Popayán con otra del territorio colombiano semejante en algunas variables como las climáticas y demográficas; se eligió la ciudad de Pereira ya que ambas ciudades se les considera con un clima cálido y templado también clasificadas con Cfb por el sistema de clasificación climática Köppen y Geiger, con una temperatura promedio de 15.7 °C y 16.6 °C respectivamente, Pereira está a 1.411 m.s.n.m. y Popayán a 1760 m.s.n.m [60]. Según el censo de población y vivienda realizado en 2018 por el DANE[61], Popayán tiene 96.983 viviendas de los cuales 83.838 cuentan con servicio de energía eléctrica y Pereira cuenta con 136.155 viviendas con suministro energético, por lo cual se ven las similitudes en cuanto a población en la tabla 2.1:

Popayán		Pereira	
casas por estrato	Número de Casas	casas por estrato	Número de Casas
Sin estrato	669	Sin estrato	462
Estrato 1	26.229	Estrato 1	29.211
Estrato 2	24.951	Estrato 2	43.981
Estrato 3	17.948	Estrato 3	24.755
Estrato 4	10.557	Estrato 4	18.774
Estrato 5	2.651	Estrato 5	11.160
Estrato 6	549	Estrato 6	7.543

Fuente propia

Tabla 2.1: Tabla de distribución de viviendas con suministro energético por estrato en las ciudades de Popayán y Pereira. Fuente propia.

La gráfica a continuación (Figura 2.1), muestra la tendencia de consumo anual promedio que han tenido los estratos del 1 al 6 desde el año 2012 al 2021 en la ciudad de Popayán, donde se puede observar el comportamiento de consumo de cada estrato y que conforme al incremento del uso de dispositivos de iluminación led y electrodomésticos con mejor eficiencia en el consumo de energía, se visualiza una reducción en el consumo anual por el ahorro de energía que esto conlleva.

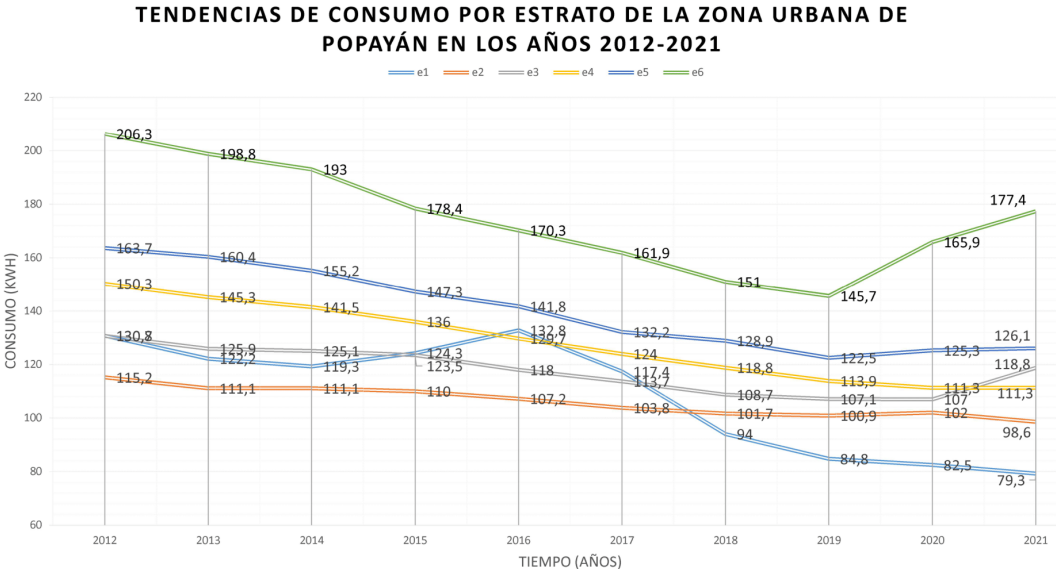


Figura 2.1: Tendencia promedio de consumo por estrato en la ciudad de Popayán. Fuente propia.

En la ciudad de Pereira (Figura 2.2), se puede observar que cada estrato muestra un comportamiento similar de tendencia a la baja del consumo eléctrico al igual que en la ciudad de Popayán, lo que deduce las mismas causas de comportamiento de consumo, aunque con una diferencia de elevación de consumo en el año 2020 y 2021, debido a que en la ciudad se continuaron actividades de trabajo desde casa por la pandemia del COVID-19, lo que aumentó el uso de dispositivos electrónicos en los hogares, sin embargo, en Popayán no fue muy notable el aumento ya que la zona industrial es más pequeña a comparación de Pereira.

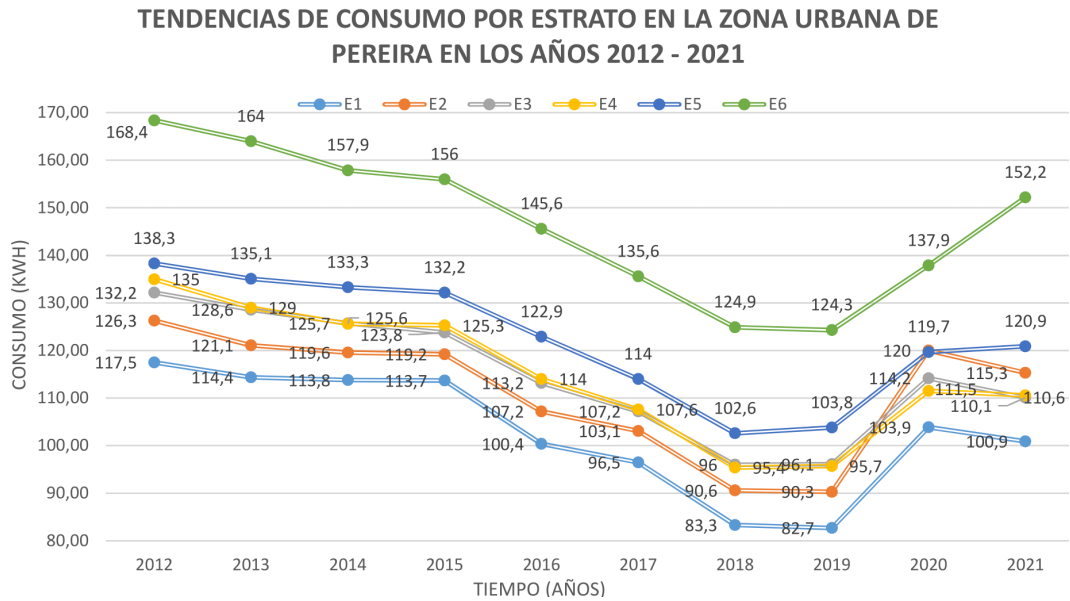


Figura 2.2: Tendencia promedio anual de consumo por estrato en la ciudad de Pereira. Fuente propia.

En los datos del consumo promedio mensual por estrato en la zona urbana de los municipios de Popayán (figura 2.3) y Pereira (figura 2.4), se evidencia un comportamiento típico en los meses de las celebraciones socioculturales de fin de año en el que se da un incremento en los meses de noviembre y diciembre debido a la iluminación decorativa, encuentros familiares, comportamientos similares al trastorno del ritmo circadiano por la época vacacional de la población infantil y adolescente, como también el uso de dispositivos de sonido de alta potencia; se puede observar que para el estrato 3 existe un subido incremento del consumo energético (mes de diciembre), esto se debe a eventualidades por nuevas conexiones eléctricas de negocios y/o construcciones al circuito de distribución residencial, donde la compañía administradora deberá realizar la debida reconexión para estabilizar los circuitos de suministro, el resto de meses se puede observar una tendencia de consumo similar entre todos los estratos, entre los estratos del 2 al 4 hay un nivel de tensión muy cercano ya que económicamente llevan una tendencia de vida similar, en cambio con los estratos 5 y 6 aumenta la demanda energética por su estilo de vida que conlleva el uso de electrodomésticos de lujo (aire acondicionado, Jacuzzi, piscinas, etc.) para una mejor calidad de vida, a excepción del

estrato 1 el cual tiene un consumo residencial con cargas de supervivencia (iluminación y electrodomesticos basicos).

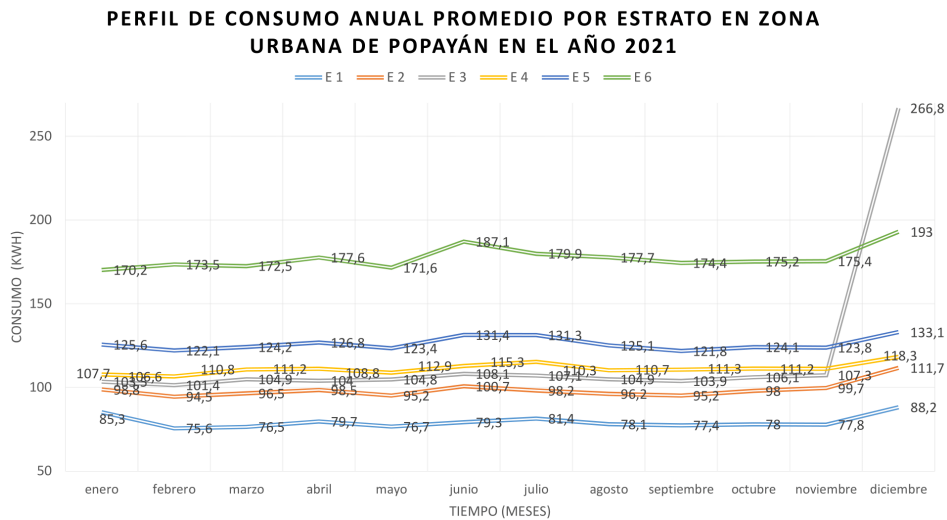


Figura 2.3: Perfil de demanda anual promedio por estrato del año 2021 en la ciudad de Popayán. Fuente propia.

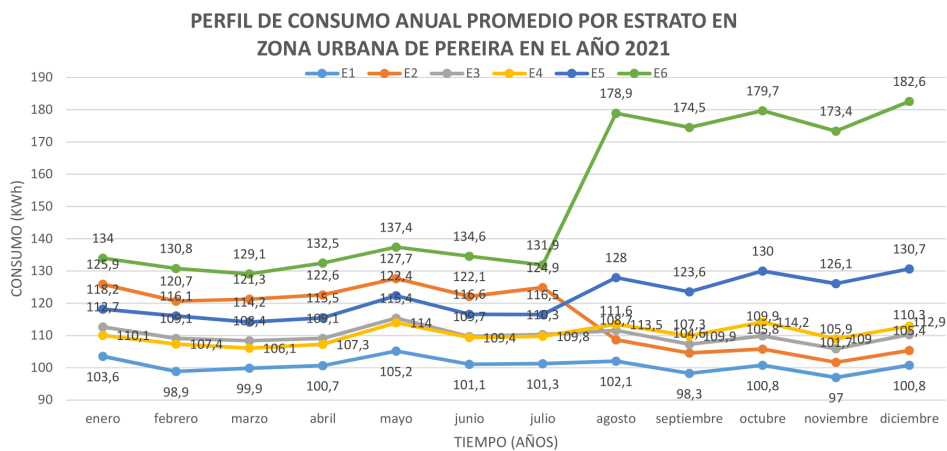


Figura 2.4: Perfil de demanda anual promedio por estrato del año 2021 en la ciudad de Pereira. Fuente propia

En la figuras 2.5 y 2.6 se muestra el perfil de demanda anual promedio por estrato en la zona rural del municipio de Popayán y Pereira respectivamente (se escoge la ciudad de Pereira por las similitudes explicadas al inicio de este capítulo), donde se observa un comportamiento de consumo estable durante el año, exceptuando un incremento súbito para el estrato 1 que a final del año puede corresponder, al igual que en el análisis anterior (Figuras 2.3 y 2.4), a las mismas eventualidades mencionadas.

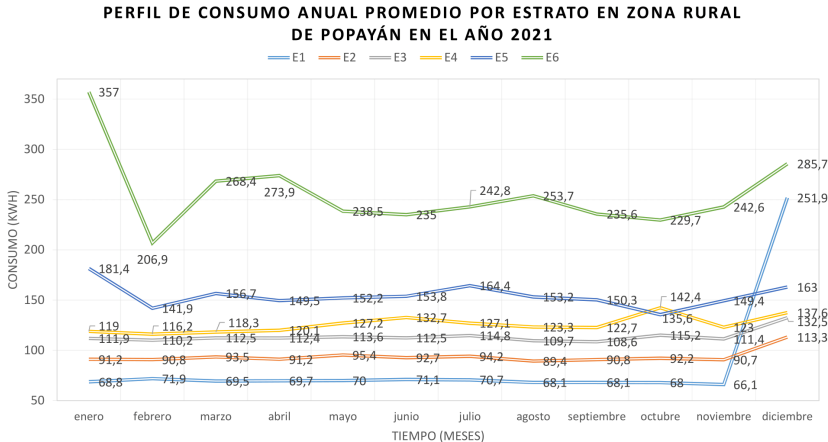


Figura 2.5: Perfil de demanda promedio por estrato del año 2021 en la zona rural del municipio de Popayán. Fuente propia.

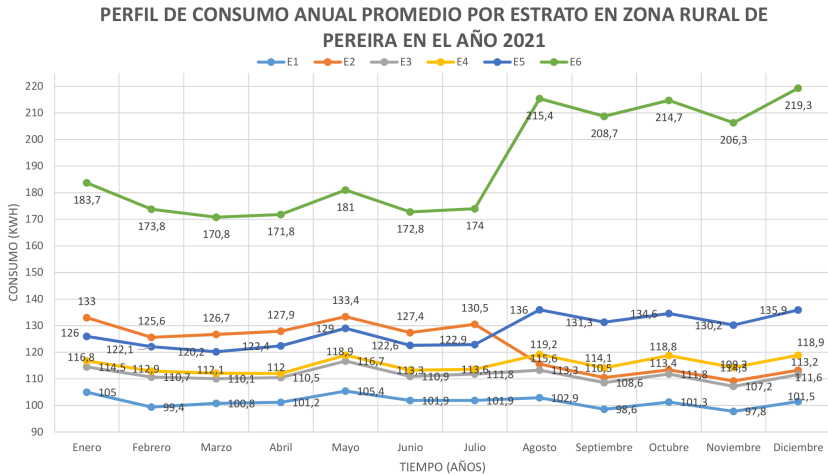


Figura 2.6: Perfil de demanda promedio por estrato del año 2021 en la zona rural del municipio de Pereira. Fuente propia.

La comparación del consumo energético entre la zona urbana y rural para el municipio de Popayán está en la tabla 2.2, ya que esta ciudad es de estudio en este documento. Al comparar el consumo de cada estrato se evidencian diferencias, se muestra en color verde el porcentaje de energía consumida cuando la demanda es mayor en zona urbana. Caso contrario, el color rojo indica el porcentaje de demanda menor de la zona urbana con relación a la zona rural.

Tabla de comparación del consumo en zonas urbana y rural del municipio de Popayán - año 2021									
2021	Estrato 1			Estrato 2			Estrato 3		
mes	U(kW)	R (kW)	% Diferencia	U(kW)	R (kW)	% Diferencia	U(kW)	R (kW)	% Diferencia
enero	85,3	68,8	23,98	98,8	91,2	8,33	103,5	111,9	-7,5
febrero	75,6	71,9	5,15	94,5	90,8	4,07	101,4	110,2	-8,0
marzo	76,5	69,5	10,07	96,5	93,5	3,21	104,9	112,5	-6,8
abril	79,7	69,7	14,35	98,5	91,2	8,00	104	112,4	-7,5
mayo	76,7	70	9,57	95,2	95,4	-0,21	104,8	113,6	-7,7
junio	79,3	71,1	11,53	100,7	92,7	8,63	108,1	112,5	-3,9
julio	81,4	70,7	15,13	98,2	94,2	4,25	107,1	114,8	-6,7
agosto	78,1	68,1	14,68	96,2	89,4	7,61	104,9	109,7	-4,4
septiembre	77,4	68,1	13,66	95,2	90,8	4,85	103,9	108,6	-4,3
octubre	78	68	14,71	98	92,2	6,29	106,1	115,2	-7,9
noviembre	77,8	66,1	17,70	99,7	90,7	9,92	107,3	111,4	-3,7
diciembre	88,2	251,9	-64,99	111,7	113,3	-1,41	266,8	132,5	101,4
2021	Estrato 4			Estrato 5			Estrato 6		
mes	U(kW)	R (kW)	% Diferencia	U(kW)	R (kW)	% Diferencia	U(kW)	R (kW)	% Diferencia
enero	107,7	119	-9,5	125,6	181,4	-30,7607497	170,2	357	-52,3
febrero	106,6	116,2	-8,3	122,1	141,9	-13,9534884	173,5	206,9	-16,1
marzo	110,8	118,3	-6,3	124,2	156,7	-20,740268	172,5	268,4	-35,7
abril	111,2	120,1	-7,4	126,8	149,5	-15,1839465	177,6	273,9	-35,2
mayo	108,8	127,2	-14,5	123,4	152,2	-18,9224704	171,6	238,5	-28,1
junio	112,9	132,7	-14,9	131,4	153,8	-14,5643693	187,1	235	-20,4
julio	115,3	127,1	-9,3	131,3	164,4	-20,13382	179,9	242,8	-25,9
agosto	110,3	123,3	-10,5	125,1	153,2	-18,3420366	177,7	253,7	-30,0
septiembre	110,7	122,7	-9,8	121,8	150,3	-18,9620758	174,4	235,6	-26,0
octubre	111,3	142,4	-21,8	124,1	135,6	-8,48082596	175,2	229,7	-23,7
noviembre	111,2	123	-9,6	123,8	149,4	-17,1352075	175,4	242,6	-27,7
diciembre	118,3	137,6	-14,0	133,1	163	-18,3435583	193	285,7	-32,4

Tabla 2.2: Tabla de comparación de zona urbana y rural en Popayán.

Capítulo 3

Descripción y características generales de un sistema fotovoltaico

El estudio de las fuentes de energía renovables ha sido una preocupación inclusiva para el mundo. La energía renovable es un sistema energético limpio que un efecto muy reducido sobre el medio ambiente durante y después de su generación, lo que ha llevado a los investigadores a mejorar y usar continuamente la energía solar. Las energías renovables son numerosas, gratuitas, sostenibles y pueden utilizarse a partir de distintos orígenes, como la eólica, la solar, la mareomotriz, la hidráulica, la geotérmica y la biomasa. La energía solar podría ser una de las fuentes más importantes como energía de sustitución para el futuro.

Existen dos tipos de tecnología que anticipan la energía solar, la solar térmica y las células solares. Una célula fotovoltaica (célula solar) transforma la luz solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. La energía fotovoltaica presenta varias ventajas, como requerir poco mantenimiento y no contamina el medio ambiente [62]. Un sistema fotovoltaico tiene su funcionamiento con relación a una red eléctrica convencional, en donde existen dos tipos fundamentales de sistemas fotovoltaicos: Por un lado, están los denominados sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR), los cuales necesitan de la conexión a una red eléctrica para realizar su función generadora de electricidad (ver Figura 3.1).

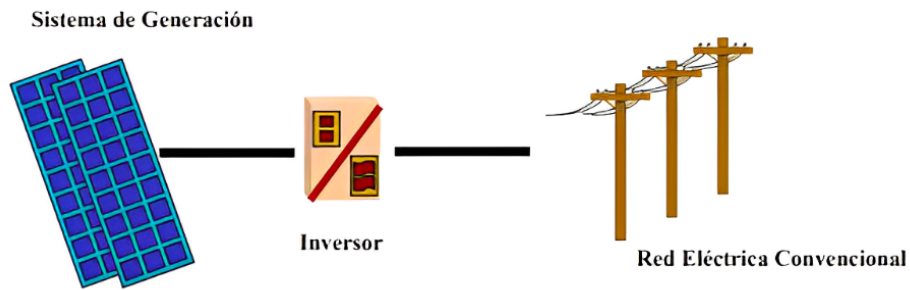


Figura 3.1: Perfil Sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR). Tomado de Aguilera et. al.[63]

Por otro lado, están los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA), estos a diferencia de los (SFCR), no necesitan de una conexión con una red eléctrica y su funcionamiento es independiente (ver Figura 3.2).

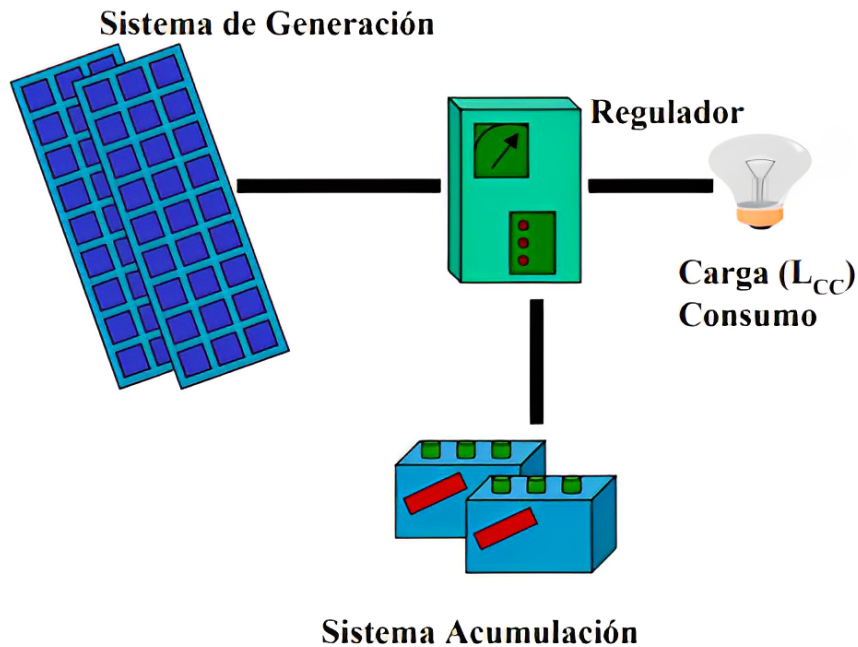


Figura 3.2: Sistema fotovoltaico autónomo (SFA). Tomado de Aguilera et. al. [63]

En términos de invención, los SFA fueron primero respecto a los SFCR, pero actualmente los últimos mencionados han tenido un crecimiento muy importante, donde se destacan en los países que cuentan con un amplio desarrollo de redes eléctricas en todo su territorio, también, cabe

resaltar que los SFA siguen siendo los más empleados en países con poco desarrollo industrial, en zonas rurales, lugares remotos y poco accesibles, etc. [63]. Un sistema fotovoltaico al proveerse de energía para su funcionamiento (radiación solar), presenta características de gran diferencia frente a otras fuentes de generación de energía que, según [64], son las siguientes:

- Son livianos y pequeños: sus dimensiones son muy reducidas y se pueden instalar fácilmente sobre el tejado de las viviendas, entre otros lugares.
- Ausencia de partes móviles: por lo que apenas requieren mantenimiento.
- Tienen una vida útil más larga que los grupos electrógenos.
- Requieren una inversión inicial elevada.
- Son resistentes a condiciones climatológicas adversas: Lluvia, nieve, viento, etc.
- No requieren consumo de combustible.

Un sistema fotovoltaico es la integración de varios componentes donde cada uno cumple con funciones específicas, por lo cual, su finalidad es suplir la demanda de energía eléctrica impuesta por el tipo de carga, usando como combustible la energía solar. La completa definición de la carga debe tener en cuenta tres características que la componen: el tipo, el valor energético y el régimen de uso. La definición anterior deja establecido que la carga eléctrica determina la capacidad y el tipo de componentes que deberán utilizarse en el sistema [65].

3.1. Tipos de carga, valor energético y régimen de uso.

Los tipos de carga se pueden clasificar en tres tipos: corriente continua (CC), corriente alterna (CA) y mixta (CC y CA). Cuando la carga

tiene dispositivos de CA, es necesario incorporar al sistema un inversor, donde su función es transformar la potencia de CC proporcionado por los paneles en potencia de CA. Las pérdidas de energía en estos sistemas son mayores que en sistemas de CC [65].

El valor energético es el total de energía que consume la carga dentro de un tiempo determinado, generalmente un día. Para sistemas pequeños este valor estará dado en Wh/día. Para sistemas de mayor consumo en KWh/día [65].

El régimen de uso responde a dos características: cuándo se usa la energía generada y la rapidez de su uso. Dependiendo de cuándo se usa la energía, se tendrá un régimen diurno, los cuales son comunes en equipos de bombeo, no se necesitará un banco de baterías, en estos casos el sistema deberá ser capaz de entregar la máxima potencia requerida por el motor eléctrico de la bomba; en el régimen nocturno, el sistema deberá almacenar energía durante el día, en donde se debe incorporar un banco de baterías del cual se extraerá la energía demandada por la carga durante la noche.

El régimen mixto implica que la parte de la energía a generarse deberá cargar el banco de baterías y el resto deberá satisfacer la carga diurna. Esto implica que la parte generadora deberá satisfacer dos requisitos durante la duración del día solar [65].

3.2. Radiación solar.

La radiación solar es la energía electromagnética que surge en los procesos de fusión del hidrógeno contenido en el sol. La energía solar que un año llega a la tierra a través de la atmósfera es aproximadamente 1/3 de la energía total interceptada por la tierra fuera de la atmósfera de la cual 70% llega al mar y la energía restante (1.5×10 a la 17 kW-h) a tierra firme. La radiación solar recolectada fuera de la atmósfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como

constante solar y es igual a 1353 W/m^2 [66]. Pero cuando se habla de radiación solar, se refiere a un término genérico. Según [67] la magnitud de la radiación solar se puede denominar de dos formas:

- Irradiancia es definida como la radiación que incide sobre una superficie determinada donde sus unidades son (w/m^2).
- Irradiación es la radiación que recibe una superficie en un determinado lapso de tiempo en donde sus unidades son Wh/m^2 .

Según [67], se debe tener en cuenta otros factores en el tipo de radiación que llega a la superficie terrestre los cuales son:

- Radiación solar directa es la que ocurre cuando los rayos de luz llegan a la superficie de la Tierra sin sufrir ningún cambio en su trayectoria cuando traspasa la atmósfera terrestre.
- Radiación solar difusa es caracterizada por haber sido desviada varias veces de su trayectoria original, donde las principales causas de este desvío son los gases y nubes presentes en la atmósfera.
- Radiación solar reflejada conocida también como efecto albedo y es la parte de la radiación que refleja la propia superficie de la tierra.

La sumatoria de los tres tipos de radiaciones se conoce como radiación global, en la Figura 3.3 se presenta de manera gráfica estos tipos de radiaciones.

Es de destacar que las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibida por una superficie según lo enunciado por [68] dependen de:

- Las condiciones meteorológicas: En un día nublado la radiación es prácticamente dispersa en su totalidad; en un día despejado con clima seco predomina la componente directa que puede llegar hasta el 90 % de la radiación total.

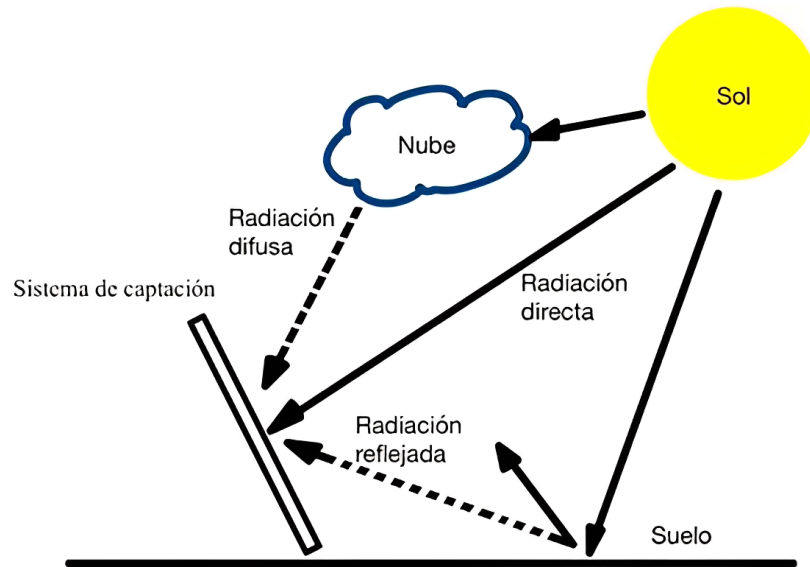


Figura 3.3: Representación gráfica de los diferentes tipos de radiación solar. Tomado de [67]

- La inclinación de la superficie respecto al plano horizontal: Una superficie horizontal recibe la radiación dispersa máxima si no hay alrededor objetos a una altura superior a la de la superficie.
- La presencia de superficies reflectantes: Debido a que las superficies claras son las más reflectantes, la radiación albedo aumenta en invierno por efecto de la nieve y disminuye en verano por efecto de la absorción de la hierba o del terreno.

3.3. Irradiación solar de Colombia.

En Colombia el nivel de radiación solar ha sido evaluado por diferentes estaciones meteorológicas a lo largo del país [69], a cargo del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia -IDEAM-, Corporación Autónoma Regional -CAR-, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas -IPSE-, Federación Nacional de Arroceros -FEDEARROZ-; los resultados obtenidos de las mediciones de estas estaciones meteorológicas han sido presentadas al público mediante el atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia, en

el cual se encuentran el resultado de la radiación promedio mensual a lo largo de las 24 horas del día.

Adicionalmente, la ubicación geográfica del país sobre el Ecuador ha permitido que los niveles radiación solar a lo largo del territorio nacional no presenten grandes variaciones en el año debido a la ausencia de estaciones; a diferencia de los países ubicados en el hemisferio norte del globo terráqueo quienes presentan uno de los valores más bajos de radiación solar en el mundo, presentan estaciones y tiene grandes capacidades fotovoltaicas instaladas. Además, Colombia presenta un promedio anual de radiación solar cuyos valores mínimos oscilan entre 2,5 -4,0 kWh/m² en zonas como Chocó, Cauca y Putumayo [70]. En la tabla 3.1 se presenta los valores de radiación para diferentes zonas del país.

Región	Promedio Radiación (kWh/m ² /d)
Guajira	6.0
Costa Atlántica	5.0
Orinoquia	4.5
Amazonia	4.2
Región Andina	4.5
Costa pacífica	3.5

Tabla 3.1: Valores de radiación promedio en diferentes regiones del país. Tomado de [69].

3.4. Definición hora solar en Colombia.

El análisis del recurso solar disponible u "hora sol día" (hsd)- es necesario para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico sin baterías; esto se debe a que es necesario conocer el hsd de la zona para dimensionar adecuadamente el sistema. Para que sea una unidad útil, los científicos e ingenieros la han definido como algo estándar. Una "hora solar" son "1.000 vatios de energía que brillan sobre 1 metro cuadrado de superficie

durante 1 hora” [71].

Para el caso de Barranquilla, la cual es una ciudad con un gran potencial de radiación solar en el país, donde el mejor mes de radiación solar es enero con un promedio diario de 6855.6 Wh/m² y el mes con un acumulado diario promedio de radiación solar más bajo es octubre con un total de 5286.9 Wh/m². De la misma manera Bogotá es una de las ciudades con valores de radiación solar más bajos en el país, en donde su potencial de radiación solar más alto es en el mes de enero con un promedio diario de 4207.3 Wh/m² y abril con el acumulado diario promedio de radiación solar más bajo de 3270.4 Wh/m² [69].

Para el caso del departamento del Cauca y su capital Popayán los datos son de importancia para el desarrollo de generación de energía a partir de sistemas fotovoltaicos debido a que en promedio anual según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia -IDEAM- el promedio anual de radiación solar es de 3.5-4.0 Wh/m² y para el caso de su capital Popayán, el mes donde se presenta un potencial de radiación solar alto ha sido el mes de Julio con un promedio diaria de 5000 Wh/m² y abril con el acumulado diario promedio de radiación solar más bajo de 3600 Wh/m² [72].

3.5. Definición y componentes de Soluciones individuales de sistemas fotovoltaicos: S.I.S.F.V.

La preocupante situación energética en todo el mundo plantea nuevos desafíos que permitan dar soluciones a los problemas y consecuencias que han traído consigo los tradicionales sistemas de generación y distribución de la energía eléctrica. Es por esto que se ha venido desarrollando diferentes sistemas fotovoltaicos autónomos e híbridos. [73].

3.5.1. Sistemas fotovoltaicos autónomos

Los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA) no necesitan de una conexión con la red eléctrica, su funcionamiento es independiente de dicha red.

Aunque ha sido muy criticada por ser costosa e ineficiente, la energía solar ha demostrado ser extremadamente beneficiosa, no sólo para el medio ambiente, sino también para la economía privada [74]. Gracias a las subvenciones disponibles para paneles solares, con precios cada vez más competitivos en el mercado, la energía solar se ha convertido en la mejor alternativa de fuente de energía para las familias.

La tecnología ha mejorado drásticamente en los últimos años y se ha complementado con sistemas de almacenamiento en baterías solares, convirtiendo la energía solar en una fuente de energía limpia mucho más eficiente. Sin embargo, siempre hay desventajas, independientemente de la fuente de energía que se decida analizar. Las ventajas y desventajas de los sistemas fotovoltaicos autónomos son mencionadas por diferentes autores como [75], [76], [70] y se presentan en la tabla 3.2:

Ventaja	Desventajas
Alta fiabilidad.	Alto coste de puesta en marcha
Fuerte persistencia.	Inestabilidad de la radiación solar disponible
Bajos costes de mantenimiento	Necesidades de almacenamiento de energía
Consumo cero de combustible	Hay que mejorar la eficiencia
La contaminación acústica es pequeña	Falta de conocimientos y competencias
Gran independencia	

Tabla 3.2: Ventajas y desventajas de un sistema fotovoltaico autónomo. Tomado y recopilado de [75], [76], [70].

Según su aplicación los sistemas fotovoltaicos autónomos se pueden clasificar en tres categorías, en la Figura 3.8 se representan las diferentes aplicaciones que se puede realizar con un sistema fotovoltaico autónomo [63]:

- **Electrificación rural:** Este tipo de sistemas proporcionan electricidad tanto a viviendas individuales como a comunidades que no se encuentran conectadas a la red eléctrica, así como a residencias vacacionales, granjas, hoteles, centros educacionales, etc.(ver figura 3.4). Estos sistemas se instalan en todo el mundo, aunque especialmente en los países en vías de desarrollo, donde la energía fotovoltaica representa la tecnología más apropiada para hacer frente a las necesidades energéticas de aquellas comunidades que no tienen acceso a la red eléctrica [77].
 - **Productos de consumo:** Esta aplicación está representada en productos usados diariamente por el ser humano en donde se encuentran la ventilación de coches, calculadoras, relojes, teléfonos móviles, entre otros [6].
 - **Aplicaciones industriales y/o profesionales (telecomunicaciones, señalización, protección catódica, etc.):** Esta aplicación representa una de las primeras aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos. La finalidad de estos es proporcionar potencia a un amplio campo de aplicaciones donde pequeñas cantidades de demanda representan un alto costo operativo, convirtiendo a los sistemas fotovoltaicos en un alternativa competitiva respecto a otras fuentes de generación de energía. [71].

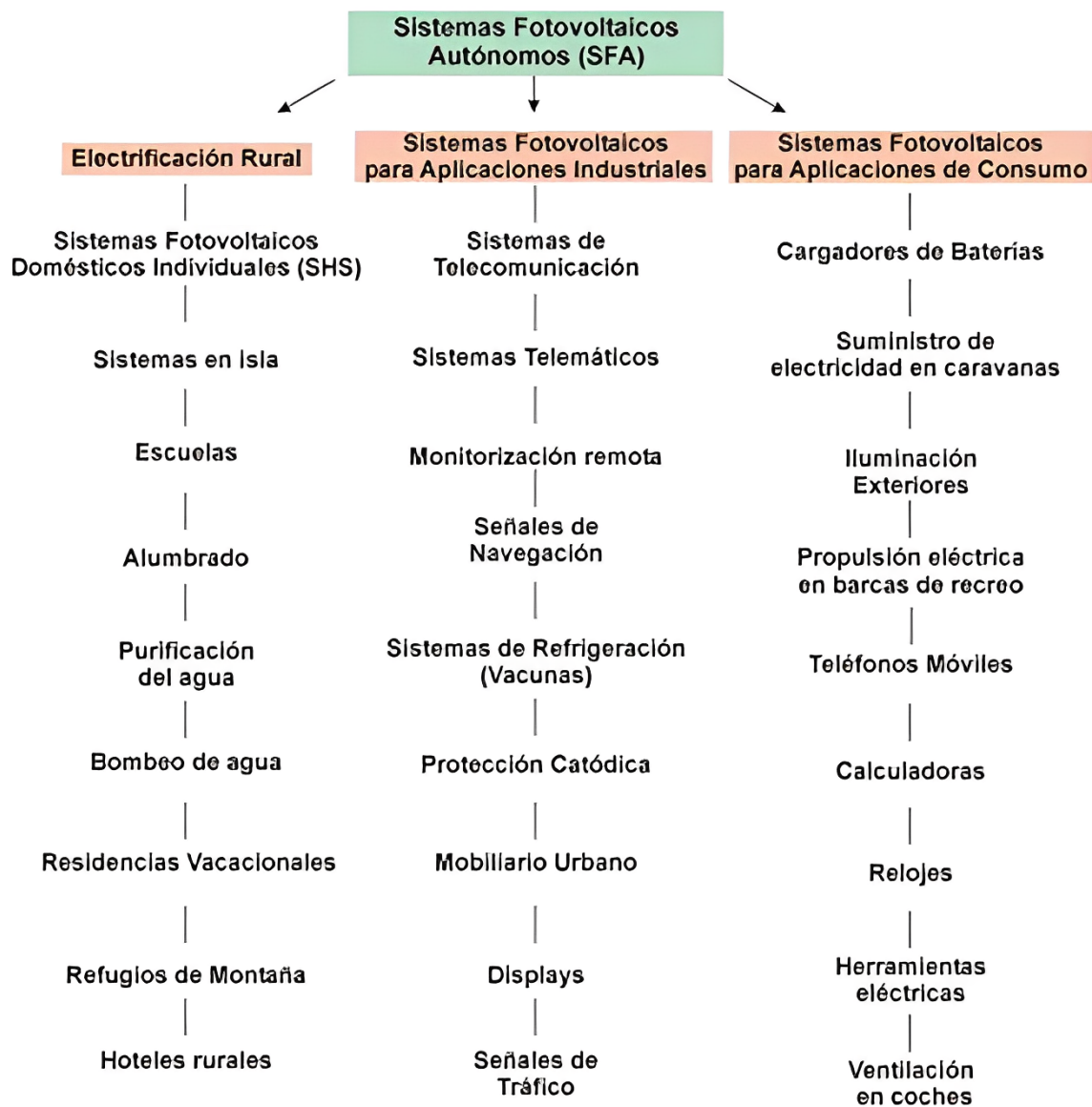


Figura 3.4: Campo de aplicación de un SFA. Tomado de [63].

3.5.2. Sistemas híbridos

Se les llama sistemas híbridos de generación eléctrica a aquellos basados en el uso y combinación de dos o más fuentes de energía como las mencionadas en la tabla 3.3.

Fuentes Renovables	Fuentes No Renovables
Solar fotovoltaica	Energía nuclear
Eólica	Petróleo
Minihidráulica	Gas
Biogás	Carbón
Geotérmica	
Mareomotriz	

Tabla 3.3: Tipos de fuentes energéticas renovables y no renovables. Tomado de [73].

3.5.3. Sistema híbrido conectado a la red eléctrica

A diferencia de un sistema autónomo, un sistema híbrido conectado a la red eléctrica On-grid (ver Figura 3.5) es aquel que en lugar de usar un banco de baterías o un grupo electrógeno para garantizar la entrega de energía a la carga, utiliza el suministro de energía de la red eléctrica [73], posee las siguientes características:

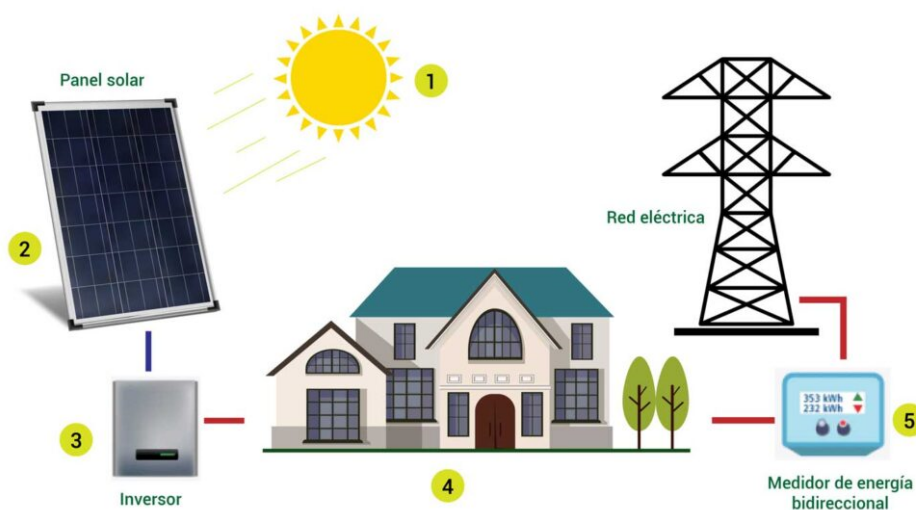


Figura 3.5: Representación gráfica de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica. Tomado de [78].

- Se encuentra conectado a la red con la finalidad de abastecer en

paralelo a una determinada carga, o con el propósito de exportar energía a la red eléctrica. En este último caso se logra un aumento en la eficiencia del sistema interconectado, ya que si la energía se genera cerca del punto de consumo, las pérdidas en la red eléctrica disminuyen.

- La corriente alterna generada por el sistema híbrido, deberá poseer una serie de características propias de la red, las cuales deberán ser garantizadas por el tipo de inversor colocado. En el caso del Perú, la tensión de salida deberá mantenerse estable en un valor de 220V en monofásica y 380V en trifásica, una corriente variable en función de la radiación y velocidad del viento, con una frecuencia de 60 Hz que sincronice con la red. Para nuestro caso son 120V monofásica.
- Menores costes de servicio, dado que después de la inversión inicial, la facturación mensual se verá reducida por los bajos costos de operación y mantenimiento.
- A diferencia de un sistema aislado, no es de vital importancia la instalación de algún acumulador de energía como baterías, gracias a esta característica la instalación de este tipo de sistemas es más sencilla y requiere menor espacio.
- Este tipo de sistemas brindan una alternativa en la protección del medioambiente, dado que se deja de emitir dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno durante su funcionamiento. Por otro lado en estos sistemas se evita el uso de componentes tóxicos como lo son las baterías electroquímicas.

Adicionalmente, los sistemas híbridos conectados a la red eléctrica presentan unas ventajas y desventajas que cabe destacar mencionar para una futura selección de qué tipo de sistema se desea implementar es por eso que en la tabla 3.4 se presenta las ventajas y desventajas que ha sido mencionado por [79].

Ventajas	Desventajas
Suministro continuo de energía	Proceso de manipulación en la operación es complicado
Utiliza las fuentes renovables de la mejor manera	Costes de instalación elevados
Bajo coste de mantenimiento	Poca duración de la batería
Alta eficiencia	El número de instrumentos conectables es limitado
Gestión de la carga	

Tabla 3.4: Ventajas y desventajas de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Tomado y modificado de [70], [66], [74].

3.5.4. Regulaciones de la Creg para los sistemas fotovoltaicos

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, también llamada CREG, en un proyecto realizado para la regulación y definición de la fórmula tarifaria general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones individuales solares fotovoltaicas [80] en el cual habla sobre el cálculo de tarifa para sistemas fotovoltaicos, además de la normatividad de seguridad reglamentaria en la instalación de los sistemas conectados a la red.

Para cada solución fotovoltaica la CREG ha creado a medida de los años modificaciones para la adaptación del avance que han tenido los estudios hacia las soluciones fotovoltaicas tal como es la resolución CREG 227 del 2015 [81] en la cual habla que se debe realizar inicialmente un estudio de radiación solar para calcular el diseño de los sistemas fotovoltaicos y que sean completamente competentes para sustentar la carga en periodos con la más baja radiación solar, al igual que la CREG 091 del 2007 [82] la cual regula y establece las fórmulas tarifarias generales para establecer el Costo Unitario (CU) de prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas y las resoluciones CREG 076 y 161 que modifican la resolución inicial y adicionan disposiciones generales además de la fórmula tarifaria para las Áreas de Servicio Exclusivo. Para el diseño de sistemas fotovoltaicos (conectados a la red) también existen resoluciones de la CREG que regulan este tipo de arreglos así co-

mo la CREG 030, la cual estipula que la conexión del sistema no puede exceder el 15 % de la potencia obtenida por el transformador, además la resolución CREG 015 regula la remuneración de energía sobrante que se inyecta a la red por parte de aerogeneradores de pequeña escala a partir de FNCE, al igual que la resolución 203 del 2020 que realiza modificaciones a las normas de beneficios tributarios para la generación de energías renovables. [83][84].

3.6. Proceso de dimensionamiento y selección de componentes

Por diseño de un sistema fotovoltaico se entiende un concepto muy amplio que abarca todas las tareas, parámetros y especificaciones que se deben realizar y considerar para que un sistema fotovoltaico funcione satisfactoriamente, con la mayor fiabilidad y al menor coste posible. Por consiguiente, el término de dimensionado sería un concepto que estaría incluido entre los pasos del diseño. Por lo anterior, se define por dimensionamiento de un sistema fotovoltaico el cálculo del tamaño óptimo de la instalación.

La tarea fundamental del dimensionado de un sistema fotovoltaico consiste principalmente en la determinación del tamaño óptimo del generador fotovoltaico y del conjunto de baterías, si es el caso, que conforman el sistema debido a que estos dos componentes son los más importantes del sistema fotovoltaico [63]. Para la selección de componentes lo primero a tener en cuenta es la demanda energética que se va a cubrir y la capacidad energética que se va a instalar, los componentes a seleccionar son los siguientes:

- Selección del panel fotovoltaico: Los aspectos tenidos en cuenta acorde a la ubicación geográfica e irradiación solar de la ciudad de Popayán son la potencia máxima de salida de panel, eficiencia, coeficiente de potencia, años de vida útil y costo del panel, marca y

tecnología del panel.

- Selección del inversor: Al momento de seleccionar un inversor que sea pertinente para la instalación se debe tener en cuenta diferentes factores como la potencia nominal, el THD máximo, número de MPPT (Máximo Power Point Tracker), el cual busca siempre el punto de máxima potencia del campo solar que se conecte a sus entradas, rango de tensiones de los MPPT, rendimiento y costo del equipo.
- Selección de cableado. Los cables empleados en una instalación solar deben cumplir las certificaciones para aplicación que se va a implementar, estas normas son: alta tolerancia a elevadas temperaturas durante varios años, protección contra la radiación UV procedente del sol, deben ser libres de halógenos, no deben propagar llama y flexibilidad en la instalación.

3.6.1. Factores de pérdida de un panel fotovoltaico.

Como toda máquina de generación de energía los paneles fotovoltaicos están sujetos a pérdidas de rendimiento por diferentes condiciones. En las cuales según [6], se deben a la orientación, inclinación y las pérdidas producidas por las sombras. Adicionalmente [12], menciona otros factores que influyen en la pérdida de un panel fotovoltaico, las cuales son:

- Pérdidas por efecto de variación de la temperatura: El aumento en la temperatura afecta las características eléctricas de los paneles, ocasionando en un aumento marginal de la corriente que a efectos prácticos se considera casi constante, y en una disminución más apreciable del valor de la tensión, lo cual ocasiona una disminución de la potencia entregada por el panel, y por ende una menor eficiencia del mismo.
- Pérdidas por variación del valor de la potencia nominal: Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, lo que representa una variación del valor de la

potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida. Por lo general, los fabricantes garantizan que la potencia nominal de un módulo fotovoltaico se encuentra dentro de una banda que oscila entre $\pm 3\%$ o $\pm 5\%$.

- Pérdidas en el sistema eléctrico. Este tipo de pérdidas se origina por la caída de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinada y son generalmente para efectos de diseño del 5%.

3.7. Implementación de un sistema FV en Colombia

Al realizar diferentes consultas se encuentra que los sistemas FV más utilizados en Colombia emplean paneles solares policristalinos en sistemas autónomos y también en sistemas fotovoltaicos anclados a la red de distribución secundaria. Para el primer tipo de aplicación fueron usados por [85], el cual buscó implementar un sistema FV que generará energía de calidad óptima y constante para una casa de descanso localizada en el municipio de Arbeláez (Cundinamarca), para suplir la demanda del usuario que fue de 28kWh, el sistema contaría con 30 paneles solares policristalinos de 255 Wp y un banco de baterías, permitiendo al usuario la posibilidad de permanecer desconectado de la red.

También en la investigación realizada por [69], presentan el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico sin baterías conectado a una Red de Distribución Secundaria con el cual buscaron determinar las condiciones y elementos mínimos requeridos para establecer una conexión adecuada a la red, donde su metodología la implementan mediante el análisis de variables como (radiación solar en Colombia, demanda residencial en Barranquilla y Bogotá, comportamiento y características de una red de distribución secundaria).

En la investigación realizada por [86], realizan un estudio sobre las princi-

pales características de la generación distribuida en relación con las fuentes de energía renovables, haciendo especial hincapié en la fotovoltaica. Adicionalmente, se presenta un análisis de la posibilidad de implementar sistemas fotovoltaicos autónomos como opción de generación distribuida en Colombia y sus perspectivas futuras. Concluyendo que la generación distribuida fotovoltaica podría ser una opción viable y limpia para el país.

En la investigación realizada por [87] muestran un estudio multimétodo del papel de la energía fotovoltaica (FV) especialmente de los sistemas autónomos, para apoyar una transición energética que comienza lentamente en Colombia. En primer lugar, se analizan los datos cualitativos de una encuesta a expertos del sector energético colombiano. En segundo lugar, se utiliza un modelo para calcular la tasa interna de ingresos de los hogares con el fin de determinar el tamaño óptimo de los sistemas fotovoltaicos en el nuevo marco normativo, concluyendo que las configuraciones de sistemas más rentables incluyen sistemas fotovoltaicos sin tecnología de almacenamiento.

3.8. Plataforma de simulación

3.8.1. Homer Pro

Homer Pro es un software de simulación de microrredes de Homer Energy, el cual está hecho para aplicar estándares globales y optimizar el diseño de microrredes en todos los sectores, desde la simulación de instalaciones para sistemas residenciales hasta campus conectados a la red y bases militares. Desarrollado originalmente en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU, mejorado y distribuido por Homer Energy. HOMER (Modelo de Optimización Híbrido para Múltiples Recursos Energéticos) anida tres poderosas herramientas en un producto de software, para que la ingeniería y la economía trabajen juntas. En esencia, HOMER intenta simular modelos de un sistema viable para todas las combinaciones posibles del equipo bajo las configuraciones de cada perfil

de carga simulando el funcionamiento de la micro red híbrida durante un período de un año, en pasos de tiempo de un minuto a una hora [88]. El software integra diferentes componentes para una simulación compleja y de calidad como son los sistemas híbridos, ya que además de tener los diferentes sistemas de generación renovable también contiene los sistemas tradicionales como los generadores de diesel y otras, además de poseer una herramienta de optimización la cual analiza el comportamiento del sistema con los diferentes factores de cambio como son la irradiación, temperatura, etc. y también consta de tener análisis de sensibilidad y un algoritmo de optimización para determinar el coste óptimo y mínimo nivelado de la producción de energía [89].

Elección del software Homer Pro: con el fin de realizar las simulaciones de cargas en este estudio, se llevó a cabo una revisión en la cual se encontraron artículos con diferentes puntos de vista sobre la eficiencia y optimización de Homer, como se habla en [90], el cual compara 14 plataformas de simulación y muestra los porcentajes de desviación de los resultados y los relaciona entre ellos, dando en sus resultado que Homer tiene a comparación con los demás programas una desviación más alta que los demás y esto pone en duda la eficiencia de la herramienta, pero este estudio se realizó previo a una actualización de Homer, la cual incorpora mejores funcionalidades en eficiencia [91]; otro área analizada del programa Homer son las instalaciones a gran escala como son redes híbridas de alimentación de ciudades [92] y instalaciones para comunidades aisladas [93]. Tomando en cuenta estos factores, las simulaciones fueron realizadas en Homer Pro ya que los estudios a escala residencial en la ciudad de Popayán no se han realizado con este programa, y con las nuevas actualizaciones de la herramienta pueden beneficiar para un mejor análisis económico y de funcionalidad de diferentes generadores.

Capítulo 4

Simulación y Resultados

Para la simulación de los sistemas fotovoltaicos y análisis de viabilidad en Homer Pro se usó la versión de prueba. El software de simulación requiere datos geográficos (ubicación precisa del proyecto), perfil de demanda, características de los componentes a usar (panel e inversor), tasa de inflación y descuento, índice de variación de consumo diario, duración del proyecto (años), costo de componentes, y costo de compra y venta de electricidad a la red. Homer Pro utiliza de sus bases de datos históricos de temperatura, irradiancia y radiación de la ubicación del proyecto. Todos la información mencionada anteriormente hace parte de la configuración del software para una óptima simulación.

Durante el inicio de la simulación se dispuso de la información de consumo de la ciudad de Popayán del capítulo 2 de este documento y se determinó crear un perfil de demanda energética estimado y promedio según su estrato para el estudio, donde se desarrolló el procedimiento de simulación para el estrato 6, se eligieron casos de estudio de demanda energética de seis viviendas de diferentes estratos en la ciudad de Popayán, las cuales tienen un consumo dentro del promedio ya mostrado anteriormente en el segundo capítulo; para desarrollar del procedimiento de simulación en este documento solamente se muestra el estrato 6.

4.1. Demanda estimada por estrato socio-económico

Con el propósito de obtener una simulación para el estrato 6 de la ciudad de Popayán, se destacaron tres investigaciones [94], [95], [96] que suministran la potencia de consumo de diferentes electrodomésticos y con estas, resultaron tablas de consumo estimado para cada estrato como se muestra a continuación.

4.1.1. Perfil de carga estimado por estrato

La información de los estudios citados se entabló en un listado de electrodomésticos, los cuales se ubicaron acorde a su alta probabilidad de encontrarse en una vivienda de estrato 6 (Tabla 4.1). Igualmente se utilizaron los datos del consumo de promedio mensual de cada estrato extraídos de la plataforma del Sistema Único de Información (SUI en la Tabla 2.3) para determinar el consumo promedio por mes de cada estrato para que el consumo energético de las tablas sea acorde a los datos de la zona urbana de la ciudad.

cod	electrodomestico	cant	W	Kw	kW/m	kW/d	h/m	h/d
a	televisor	1	125	0,125	22,50	0,75	180	6
b	televisor LCD	1	150	0,15	27,00	0,90	180	6
c	ilum. hab	3	9	0,01	3,78	0,13	140	4,7
d	ilum. cocina	1	9	0,01	1,01	0,03	112	3,7
e	ilum. baño	1	25	0,03	0,83	0,03	33	1,1
f	ilum. entrada-casa	1	9	0,01	0,76	0,03	84	2,8
g	ilum sala	2	9	0,01	0,72	0,02	40	1,3
h	licuadora	1	500	0,50	0,75	0,03	1,5	0,05
i	cargador de telefono	4	30	0,03	5,40	0,18	45	1,5
j	plancha	1	1000	1,00	10	0,33	10	0,33
k	cafetera	1	400	0,40	0,20	0,01	0,5	0,0167
l	ducha electrica	2	1500	1,50	15	0,50	5	0,17
m	lavadora-secadora	1	716,7	0,72	4,30	0,14	6	0,20
n	sanduchera	1	750	0,75	1,5	0,05	2	0,0667
o	computador portatil	2	60	0,06	3,60	0,12	30	1,00
p	homo microondas	1	1000	1,00	10	0,33	10	0,33
q	nevera	1	72,3	0,07	52,06	1,74	720	24
r	modem de internet	1	15	0,02	10,80	0,36	720	24

Tabla 4.1: Tabla estimada de consumo mensual de los electrodomésticos de una vivienda de estrato 6. Fuente propia y se tomaron los consumos por kilowatt de cada electrodoméstico de [96].

Cada una de las columnas de la tabla 4.1 tiene un significado matemático con excepción de las tres primeras columnas que son de descripción:

- W: son los vatios que cada electrodoméstico gasta por hora.
- kW: Watts equivalentes en medida de kilo.
- kW/m: Es el cálculo del gasto energético de cada electrodoméstico mensualmente.
- kw/d: Es el consumo energético de cada electrodoméstido por día.
- h/m: Son las horas de uso de cada electrodomestico en todo el mes.
- h/d: Son las horas de uso de los electrodomesticos por dia.

Se sumó la potencia (en kW) de cada electrodoméstico dando como resultado un consumo diario estimado de la residencia de 5.67kWh/día correspondientes a 170.2kWh/mes. Estos datos fueron útiles para definir las características de algunos componentes del sistema fotovoltaico. Los resultados del consumo se muestra en la tabla 4.2 donde se retrata el comportamiento diario de cada electrodoméstico por cada hora en un solo día del mes, este procedimiento es necesario ya que Homer Pro solicita el consumo diario por hora, para dar una solución a la carga del sistema. Luego se inició con un cálculo usando el principio del peor mes, ya que se calcula el mayor consumo de horas que pueden tener los electrodomésticos en un mes y se divide por los 30 días del mes lo que dan las mayores horas de consumo de estos en un solo dia, después con los estudios anteriormente mencionados se infiere en cuáles horas se usó cada uno de estos.

Horas del día	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	q	r	Total (kW) / h
0																	72,3	15	0,09
1																	72,3	15	0,09
2																	72,3	15	0,09
3																	72,3	15	0,09
4																	72,3	15	0,09
5	125	150	27	9	25							255					72,3	15	0,68
6	125							60				255		50			72,3	15	0,58
7																	72,3	15	0,09
8																	72,3	15	0,09
9											6,667		143,3				72,3	15	0,24
10																	72,3	15	0,09
11								25									72,3	15	0,11
12		150															72,3	15	0,24
13		150															72,3	15	0,24
14	125																72,3	15	0,21
15	125														120		72,3	15	0,33
16																	72,3	15	0,09
17																	72,3	15	0,09
18																	72,3	15	0,09
19	125	150	27	9	2,5	9	18									333,3	72,3	15	0,76
20	125	150	27	9		9	5,4			333,3							72,3	15	0,75
21		150	27	6,3		7,2			120								72,3	15	0,40
22			18,9														72,3	15	0,11
23																	72,3	15	0,09

Tabla 4.2: Tabla de consumo diario por horas de cada electrodomestico. Fuente propia.

Nota: Durante la construcción de los perfiles de demanda se tuvo en cuenta dividir la potencia en intervalos de una hora en los cuales se pueden realizar el uso de los electrodomésticos, esto para evitar picos muy elevados, por ejemplo para el de uso de la ducha eléctrica una persona puede ducharse en un periodo de las 05:00 a 07:00 de la mañana, por lo tanto se puede dividir la potencia de consumo por día en dos horas diferentes.

Finalmente, se grafican los resultados representados en la tabla 4.2 dando como resultado el perfil de carga de la Figura 4.1.

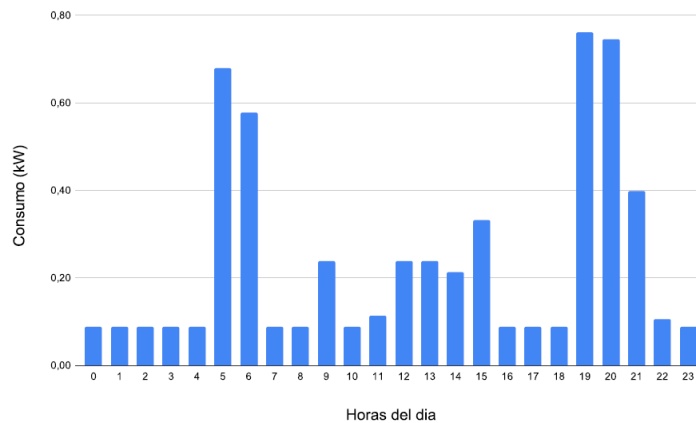


Figura 4.1: Perfil de demanda estimado para el estrato 6. Fuente propia.

Este mismo procedimiento se muestra para el resto de los estratos en el Anexo A.2. Para el estrato 6 como se observa en la figura 4.1, sus picos de consumo están entre las horas de la mañana y la noche ya que son horas de mayor consumo. En la siguiente figura 4.2 se encuentran los perfiles de carga de los demás estratos y sus tablas de horarios de consumo estan en el anexo A2.

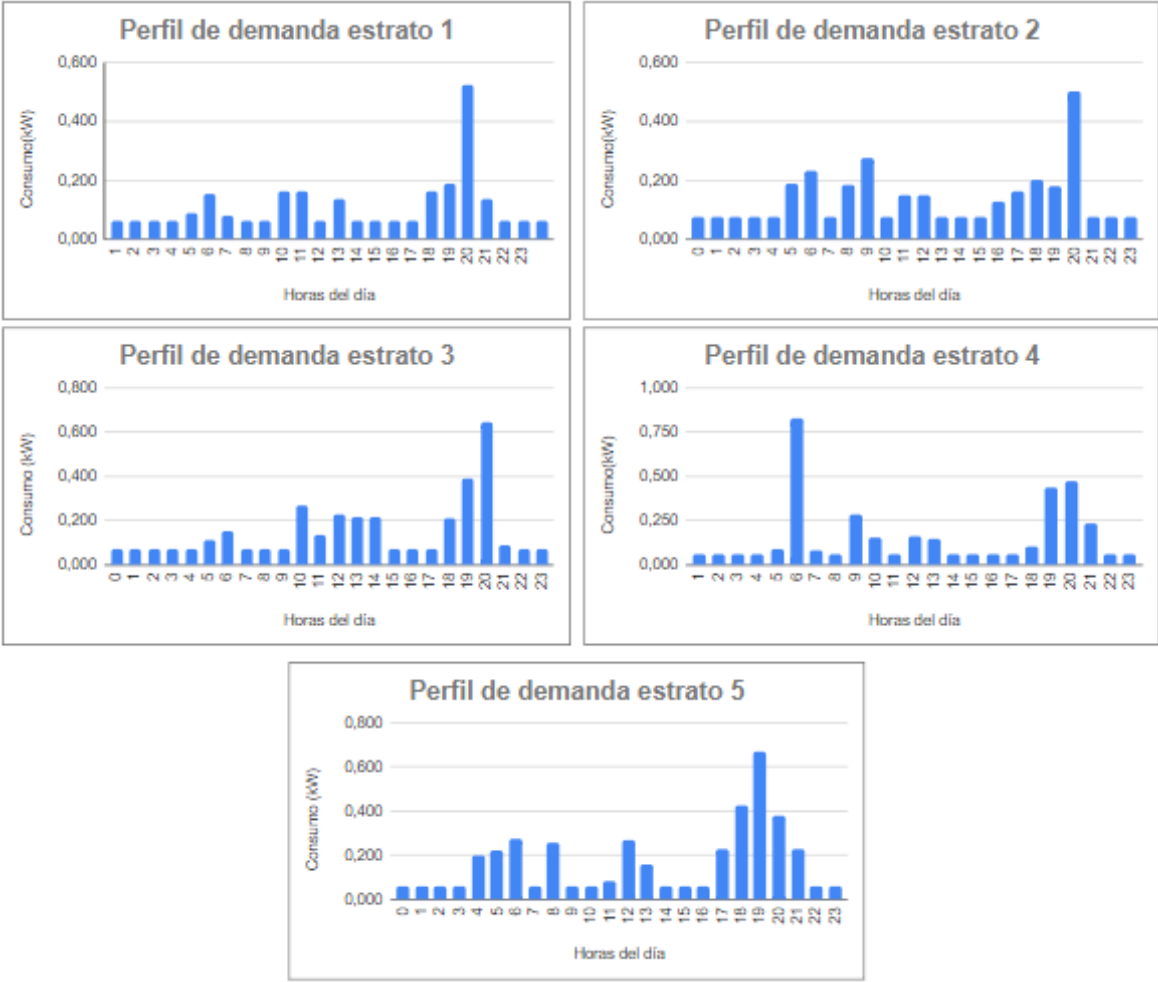


Figura 4.2: Perfiles de demanda estimados para los estratos 1 al 5. Fuente propia.

4.2. Datos complementarios para la simulación en la plataforma Homer Pro.

Con los datos obtenidos del perfil de carga se hallaron dos componentes esenciales para la simulación: el costo del panel fotovoltaico y potencia del controlador-inversor; para esto, previamente se escogió una tasa de cambio de moneda (peso colombiano a dólar americano) correspondiente al promedio del mes de mayo que es el mes cuando se realizaron las cotizaciones.

4.2.1. Paneles fotovoltaicos.

Para la selección de este componente se tuvo en cuenta aspectos generales como: marca de panel, tipo de fabricación, tecnología, años de eficiencia, precio por kw generado, porcentaje de eficiencia y kw de potencia.

Marca	Potencia (W)	Años (V.U)	Costo en COP	Costo en dolares
Longi	540	25	994000	218,11
Longi	545	25	999.000	219,21
JA Solar	550	25	998000	218,99
JA Solar	455	25	826000	181,25
Canadian Solar	545	25	926500	203,30
Canadian Solar	455	25	820000	179,93
Q-cells	490	25	866.000	190,03
Luxen SERIE 5	590	25	1062000	233,03
luxen	450	25	819000	179,71
luxen	450	25	826000	181,25
Jinko Solar	450	25	820000	179,93
Jinko Solar	445	25	819000	179,71
Jinko Solar	465	25	849000	186,29
Trina Solar	545	25	989900	217,21
znshine Solar	540	30	964000	211,53
znshine Solar	545	30	932000	204,51
Yingli Solar	410	25	729000	159,96
Yingli Solar	540	25	898000	197,05

Tabla 4.3: Tabla de cotizaciones de paneles fotovoltaicos. Fuente propia.

Acorde a los criterios anteriores, el panel fotovoltaico más óptimo para la simulación es el que aparece seleccionado en color verde en la tabla 4.3, el único escogido para la simulación de todos los estratos, ya que su potencia tiene un precio equilibrado de generación. Además, la marca elegida JA Solar es ampliamente conocida, distribuida y comúnmente usada en proyectos residenciales y se encontró en la mayoría de tiendas online de sistemas fotovoltaicos. Para esta selección no se consideraron los paneles policristalinos, bifaciales y/o de celda dividida, debido a su alto costo y su poca diferencia en la eficiencia por las condiciones de temperatura en la ubicación de estudio. Se escogió la tecnología monocristalina y los precios a tomar en cuenta fueron de la empresa SolarTex por su accesibilidad y comodidad [97].

4.2.2. Inversor controlador.

En la selección del inversor controlador se tuvo en cuenta varios aspectos, inicialmente que sea de onda pura ya que las cargas de algunos electrodomésticos son altas (nevera, lavadoras y batidoras). Se calculó el inversor con un método general utilizado por comercializadoras de sistemas fotovoltaicos, usando la hora solar donde se va a instalar el sistema y el arreglo de conexión de la matriz de paneles necesarios para cada carga ya que estos datos hacen que sea más preciso el trabajo de conversión del inversor controlador (mppt), se presenta el procedimiento utilizado en pasos enlistados.

- Para el inversor se inició hallando el consumo diario de la carga, para el estrato seis es un consumo de 6.03kw/d y se debe de trabajar con un porcentaje de seguridad, ya que el inversor siempre se tiene que elegir con una medida de seguridad de consumo del 20%. Para el estrato seis terminar siendo un valor de consumo diario de 7.24kW diarios.
- Luego de tener el valor diario, con el porcentaje de seguridad se utiliza una ecuación para conocer el valor de la potencia fotovoltaica que se tiene que dar diariamente considerando el valor de consumo

diario, el valor de seguridad y también el HSP (hora solar pico) de la ciudad, como se muestra en la ecuación 4.1. Considerando la ubicación en la ciudad de popayán el valor de este último es de 3.5 y con el valor de seguridad del 20 % adicional al anterior ya que se tiene que volver a implementar para la potencia del sistema finalmente se tendría un valor de potencia de 2.48kW/d.

$$P(w)F_v = \frac{\text{Consumo Diario} * \text{Factor de seguridad}}{\text{HSP}} \quad (4.1)$$

- Cuando se tiene el valor de la potencia de los paneles fotovoltaicos se halla la cantidad de los paneles que se necesita para el arreglo del sistema. Se empleó la ecuación 4.2, donde se utiliza el valor anteriormente hallado que es la potencia y el valor de generación del panel escogido anteriormente para tener la cantidad de los paneles que se necesitan, dando como resultado para el estrato 6 una cantidad de 4.5 paneles, redondeando por arriba da 5 paneles pero teniendo en cuenta que en el arreglo fotovoltaico para la instalación no es recomendable un número impar de paneles se consideran 6 paneles finalmente para la carga.

$$\text{Cant.mod.Fv} = \frac{P(w)F_v}{P(w).Mod.Elegido} \quad (4.2)$$

- Por último punto, teniendo en cuenta la cantidad de paneles hallada anteriormente, se realiza el mejor arreglo que se adapte a los datos de generación estable para el inversor-controlador y que la potencia de salida sea la más alta que se podría generar a pesar de la climatología en donde van a estar instalados, la conexión mixta de los paneles (ver figura 4.3) es la mejor opción ya que al momento de cambio de temperatura la generación se mantendrá estable [98].

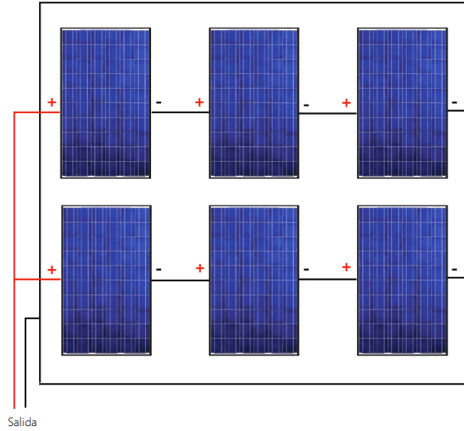


Figura 4.3: Conexión mixta de los paneles. Fuente propia.

Finalmente con esta información se realizó la cotización para elegir el mejor módulo por precio y funcionalidad ya que la configuración de los paneles da una potencia de salida de 4,191 KW. Como resultado de compatibilidad se escogió un inversor controlador de marca Growatt con una capacidad desde 5kW a 7kW máximo, con una vida útil y de garantía de 10 a 15 años, además de una resistencia de voltaje de entrada de hasta 550V y corriente de 32A ya que la salida de los paneles es de 149.7V y una corriente de 28A. Todos estos valores tomados de la ficha técnica del panel y del inversor encontrados en el anexo C, el costo de este es de 4'678.903 pesos colombianos, cotización realizada de la tienda autosolar por su mejor precio y accesibilidad [99]. Al convertirlo a dólares tiene un costo de 1026.69 dólares; al igual que con el estrato 6 se realizó el procedimiento para los demás estratos y los resultados se pueden observar en el anexo C.

4.3. Simulación

Adicional a los datos generales del sistema fotovoltaico ya obtenidos, Homer Pro requiere más configuraciones que serán explicados por pasos.

En primera instancia, se debe configurar la ubicación en la que se encuentra la carga ya que por medio de está, el programa obtiene valores aproximados del recurso solar (RHG), que son promedios mensuales en el área requerida, en la figura 4.4, se muestra en el mapa la ubicación geográfica donde está la vivienda. Se agregan tres datos más que son necesarios para la configuración y obtención de los resultados. Para el dato llamado tasa de descuento (discount rate) el cual es un valor relacionado con la tasa de inflación del país, fueron escogidos con documentaciones sacadas de estudios económicos del estado como dice en este estudio del DPN [100] que recomienda que se utilice para proyectos una tasa de descuento del 9 % además que según la política monetaria del emisor [101] la inflación (inflation rate) va a tender a bajar por lo que se utilizó un 10 % de inflación para el estudio; el tercer dato que es la vida útil del proyecto (project lifetime) se vincula con la durabilidad de los paneles solares ya que son los componentes principales con una vida útil más larga, siendo 25 años.

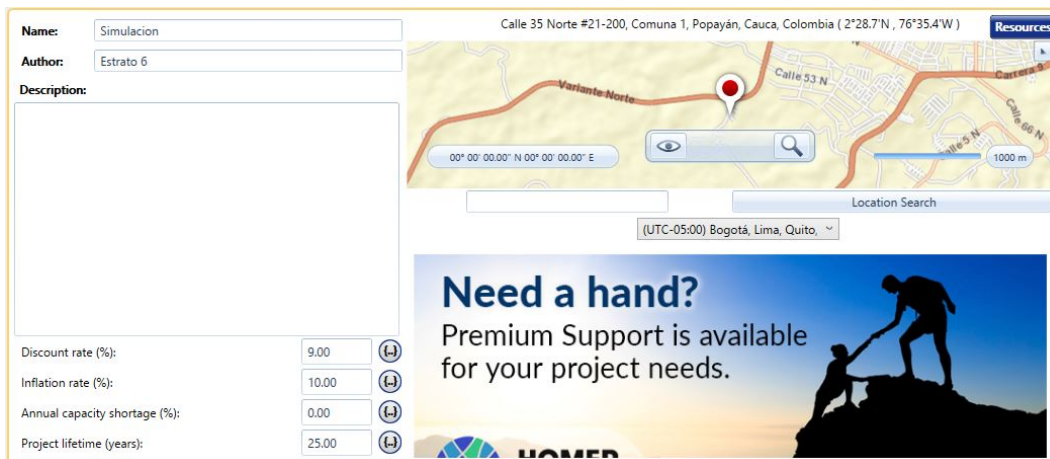


Figura 4.4: Primera configuración de Homer pro. Fuente propia.

En segundo lugar como se ve en la figura 4.5 se sitúan los datos del consumo diario del perfil de carga hallados y mostrados en la tabla 4.2, junto con dos datos importantes para el análisis de Homer Pro que se muestran en la parte inferior izquierda de la figura 4.5 los cuales dan una variabilidad aleatoria diaria que el programa le da a los datos en la simulación, con un 5 % día a día y una toma de datos de tiempo del 5 %.

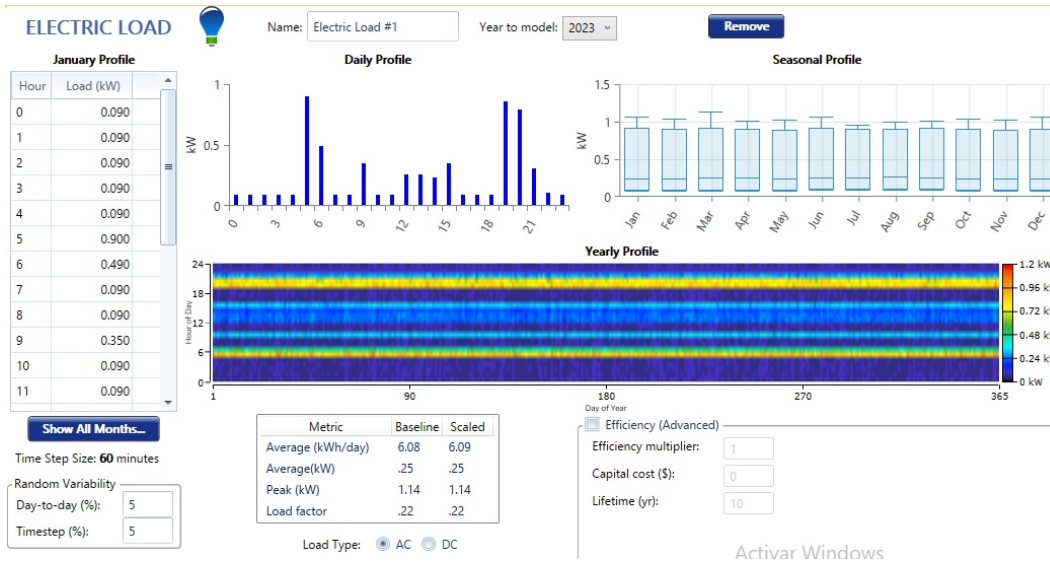


Figura 4.5: Configuración de la carga. Fuente propia.

En tercer punto, se debe configurar las características del panel fotovoltaico el cual se eligió en la sección 4.2.1. A este costo (capital) se le deben sumar los costos complementarios del sistema que no son incluidos, como transporte, instalación, accesorios, etc. los cuales para el estrato 6 da un costo adicional de 2'038.095 pesos que convertidos son 447.2 dólares, que son sumados al costo del panel solar, dando un costo de inversión de 666.1 dólares, también se tiene que contemplar el costo de reemplazo de panel, 434.5 dólares incluyendo solamente el valor del panel, la instalación y el transporte. Estos valores para el resto de estratos se encuentran en el anexo C.1.1. Luego se asignan los valores complementarios, O&M, (time year) y el (derating factor): el primero es el costo de mantenimiento anual que se le dará al sistema, el siguiente son los años de uso o vida útil de los paneles y el último es el factor que ayuda a medir por medio de un porcentaje las pérdidas de generación de los paneles datos los cuales se encontraron en la ficha técnica del panel solar en la tienda cotizada que se muestra en el anexo C.3. Existe una configuración personalizada de Homer Pro que permite hacer una mejor configuración, en la sección de Sizing en la figura 4.6 donde el optimizador de homer al configurarle la capacidad kW máximo en kW del arreglo de paneles, esto nos permite dar una respuesta final de la simulación mas

precisa, y después de realizar varias simulaciones se decidió poner una potencia del arreglo de paneles entre 0 y 7.7kW.

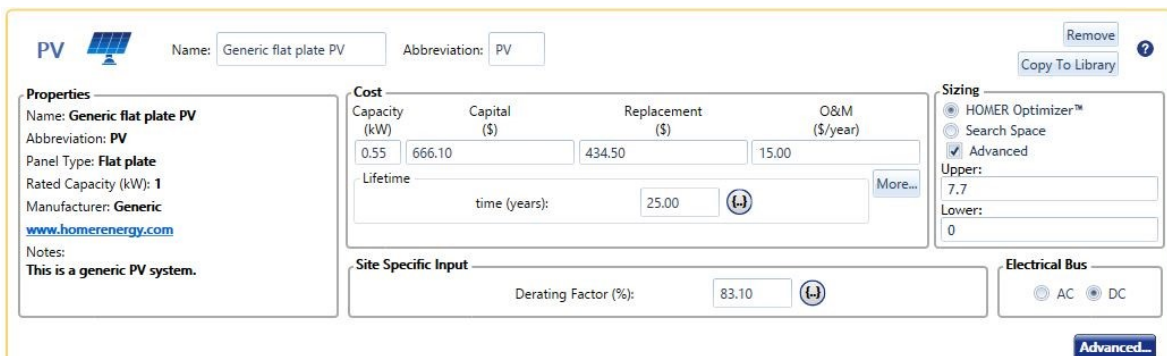


Figura 4.6: Configuración del panel. Fuente propia.

En la cuarta configuración se asignan los valores de cotización para el inversor realizados en la sección 4.2.2 además de los porcentajes de eficiencia del rectificador y el inversor, su vida útil, valores encontrados en el ficha técnica que se muestra en el anexo C.1 y las configuraciones del programa se pueden observar en la siguiente figura 4.7.



Figura 4.7: Configuración del inversor. Fuente propia.

Como último punto, se debe configurar los precios de compra de kilowatt de la red y el costo de venta de la generación del sistema fotovoltaico a la red, información recolectada de la empresa comercializadora Compañía Energética de Occidente (CEO) [102]. El precio de venta del

kilowatt de la empresa a los usuarios varía mensualmente y su valor cambia según el estrato, los precios se puede observar en el anexo C.1.2, a lo que se realizó un promedio del valor de los meses de enero a junio del año 2023 para utilizarlo como el valor Grid Power Price, siendo para el estrato 6 un valor de 1098 pesos que en dólares es un precio de 0.240, también el Grid Sellback Price que es el precio de venta de los sobrantes del sistema fotovoltaico a la empresa. Se halló según la normatividad de la CREG 084 de 1996 [103] que se refiere al costo base del kilowatt el cual es igual para todos los estratos, esto lo especifica la empresa a la que se realiza la venta y en este caso es CEO, los cuales reglamentaron la compra al 40 % del costo base dando para todos los estratos un valor de venta de 365.98 pesos colombianos o 0.0803 dólares de como se muestra en la figura 4.8.

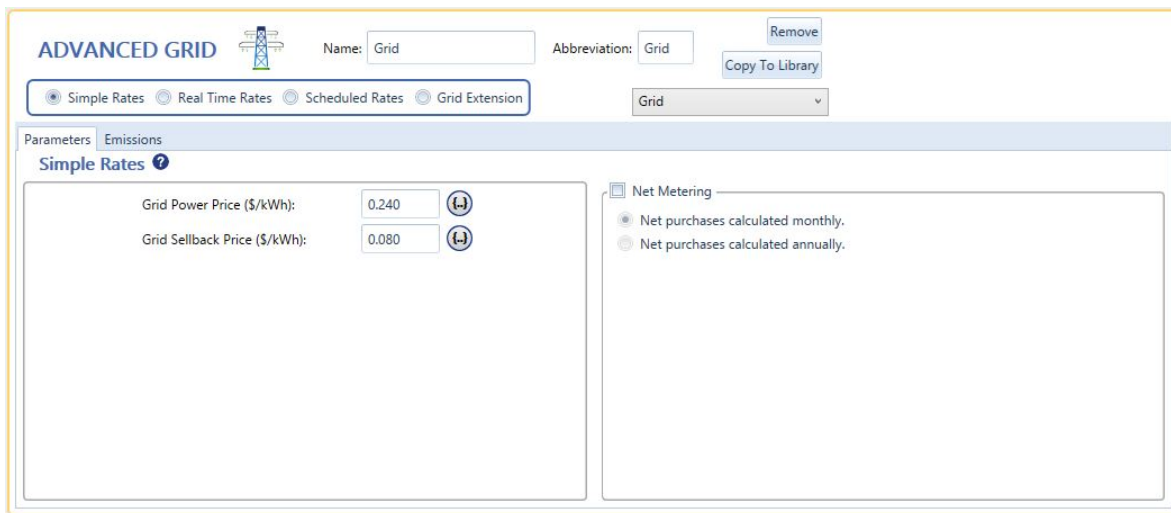


Figura 4.8: Configuración de la red. Fuente propia.

Después de las configuraciones necesarias Homer Pro arroja un esquemático que se puede observar en la figura 4.9 que representa todo el sistema y muestra el valor de consumo diario además del consumo pico que da el sistema.

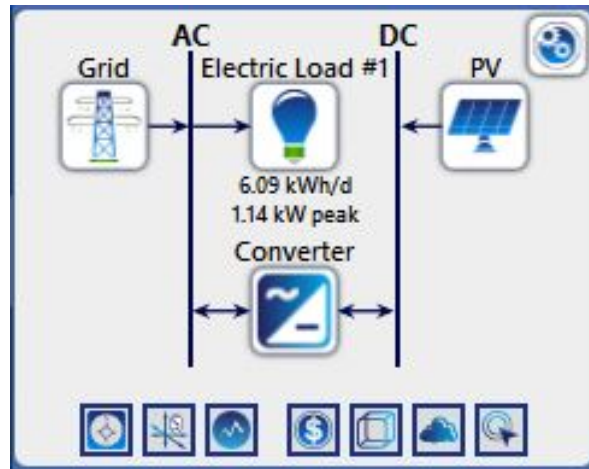


Figura 4.9: Esquemático de todo el sistema. Fuente propia.

Para finalizar las configuraciones del sistema se deben descargar dos recursos de información que emplea Homer Pro para simular el funcionamiento de los paneles solares:

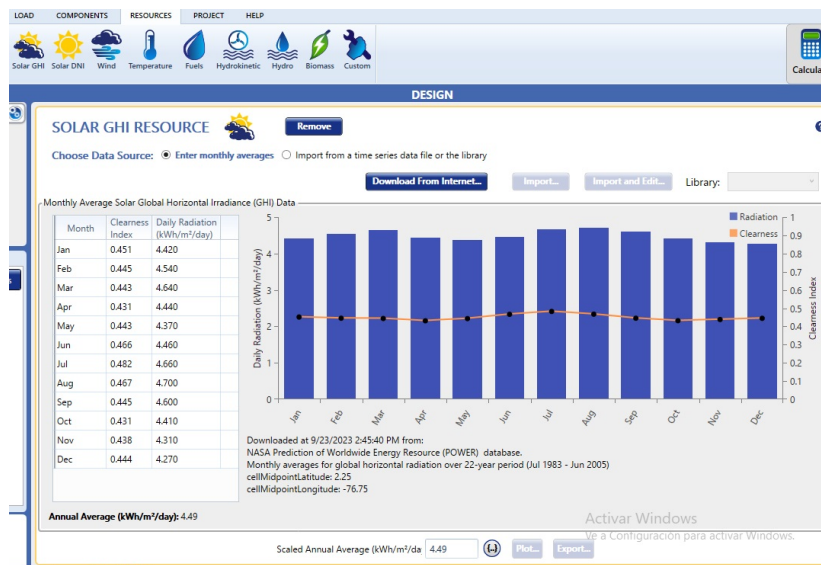


Figura 4.10: Configuración del GHI solar. Fuente propia.

El recurso de solar GHI (irradiancia horizontal global) el cual Homer Pro utiliza para simular la radiación solar normal directa y el recurso de la temperatura. El programa descarga estos de sus bases de datos en

internet como se puede ver en las figuras 4.10 y 4.11 respectivamente. Las configuraciones y variables empleadas en cada simulación corresponden y son relacionadas a cada estrato.



Figura 4.11: Configuración de temperatura. Fuente propia.

4.4. Resultados de simulación.

El proyecto tuvo como fin realizar un análisis tecnoeconómico con los estratos del 1 al 6 en la zona urbana de Popayán. La simulación da como resultado una instalación de un sistema fotovoltaico y se analizaron los datos relevantes, se tomaron imágenes para el estrato 6 de los datos más importantes que se van a explicar a continuación. A los demás estratos se les crearon tablas con los datos relevantes para el análisis tecnoeconómico que están en el anexo B.

Se observó en la gráfica (figura 4.12), el flujo de caja acumulado durante toda la vida del proyecto (25 años), el cual permitió apreciar en color azul como se da el retorno a la inversión o la recuperación de la inversión inicial durante la ejecución del proyecto, relaciona la salida y entrada de dinero, la compra del reemplazo del inversor a los 15 años, su punto de equilibrio, etc.

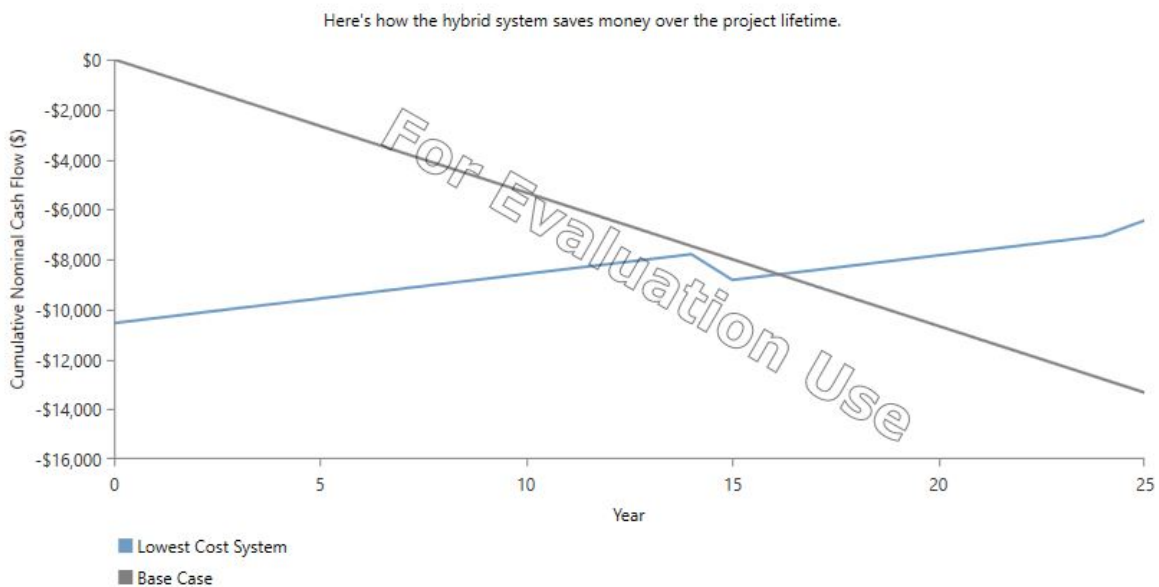


Figura 4.12: Grafica del retorno a la inversión y leyendas del flujo de dinero. Fuente propia.

La tabla Cost Summary (resumen de costos) que se puede observar en la figura 4.13, muestra los datos importantes para el estudio como lo es el NPC (o costo presente neto), el cual en la columna de lowest Cot system

(Sistema de menor costo ganador) nos indica el costo total del proyecto al final de los 25 años con la ayuda de la producción de los paneles; La casilla de capital inicial es el costo de la inversión para instalar el sistema y ponerlo a funcionar en el año 0; los valores del O&M en la columna de lowest cost system es el valor de operación y mantenimiento anual, el cual incluye el resultado de los ingresos y egresos por venta y compra de energía a la red y la generación del sistema fotovoltaico. Por último el LCOE en la casilla de base case es el valor en el que la red le vende al usuario la energía por hora pero en la siguiente columna de LCOE es el costo por kWh generado.

Cost Summary

	Base Case	Lowest Cost System
NPC ?	\$15,051	\$5,889
Initial Capital	\$0.00	\$10,553
O&M ?	\$533.48/yr	-\$165.31/yr
LCOE ?	\$0.240/kWh	\$0.0182/kWh

Figura 4.13: Tabla cost summary del proyecto. Fuente propia.

La tabla Economic Metrics de la figura 4.14 muestra tres valores para ver la viabilidad del proyecto, el IRR y el ROI son porcentajes que miden la rentabilidad de un proyecto pero visto desde dos puntos diferentes ya que el primero solamente da el porcentaje anual de ingreso debido a la inversión y el segundo da el porcentaje de ganancia por dólar invertido, dando como resultado 4.3 y 2.6 respectivamente; el tercer dato de esta tabla son los años a los que se recupera la inversión inicial del proyecto que en este caso es a los 16 años.

Economic Metrics	
IRR ?	4.3%
ROI ?	2.6%
Simple Payback ?	16 yr

Figura 4.14: Tabla economic metrics del proyecto. Fuente propia.

Para la gráfica de Cost Summary se puede observar en la figura 4.15, una tabla con todos los costos detallados de producción del sistema fotovoltaico con la red, inversión inicial de los paneles (CAPEX) y del inversor para al final dar un total de costo presente neto que es el costo del proyecto al final de los 25 años (NPC - Total) en este momento osea lo que finalmente gasta la persona para poner en funcionamiento del sistema con los reemplazos necesarios y la sustentación de su vivienda dando como resultado un valor de 5888.86 dólares.

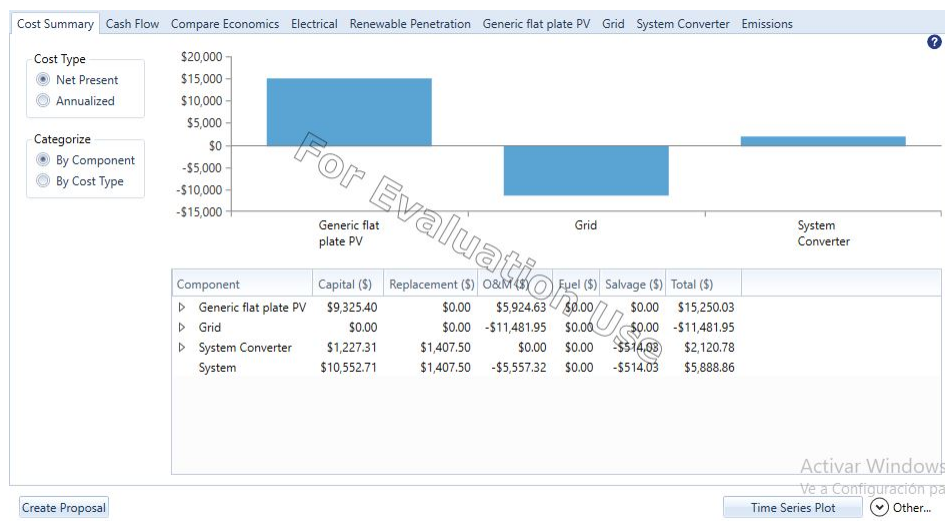


Figura 4.15: Cálculos de flujo de dinero y total del costo del dinero o NPC, graficados. Fuente propia.

En la sección del comparativo económico de la figura 4.16 se utilizan los valores del NPC para calcular el present work que es la cantidad de

dinero que al final del proyecto se está ahorrando por la integración del sistema fotovoltaico que al final del proyecto termina siendo 9.162 dólares y que anualmente da un resultado de 325 dólares; según los resultados el último dato de la tabla son los años que se realiza el retorno a la inversión tomando en cuenta el porcentaje de discount rate que serían a los 13.51 años y siendo más exactos el retorno a la inversión normal es de 16.13 años.

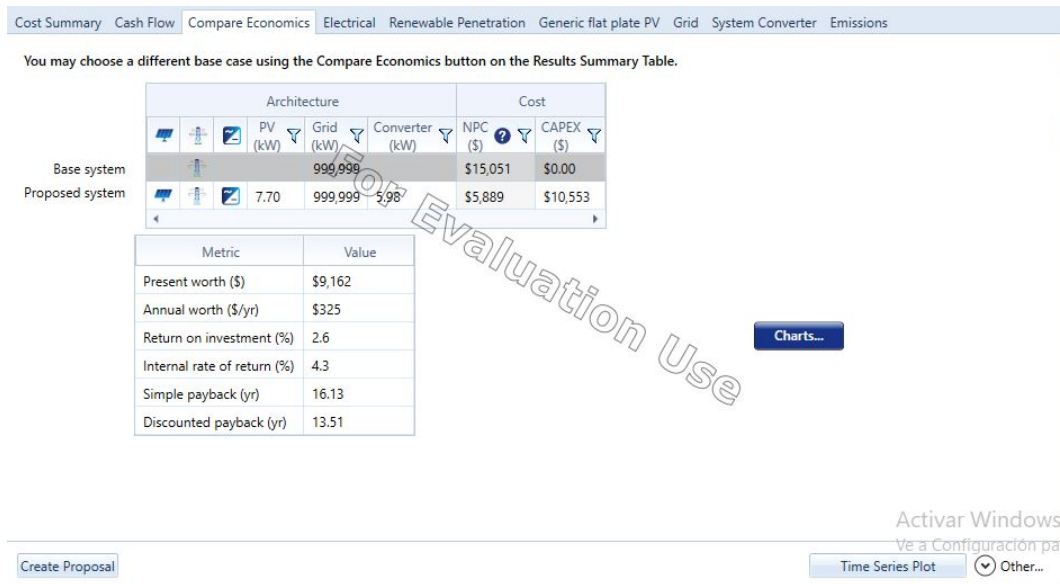


Figura 4.16: Tabla del comparativo economico, graficados. Fuente propia.

Los resultados electricos de Homer Pro en está sección (figura 4.17) muestra cuatro datos que sirven para entender la producción, compra, consumo y venta de la energía desde el sistema fotovoltaico y la red; en la primera tabla llamada production aparecen los datos para conocer la producción total del sistema fotovoltaico y la compra de kW a la red. En la segunda llamada Consumption se presenta toda la energía que consumió la carga o residencia, a veces el valor total de la producción es mayor que el consumido por las pérdidas que pueden haber en el convertidor, la gráfica que se muestra en está sección muestra la producción mensual eléctrica tomada del sistema fotovoltaico y la de la red.

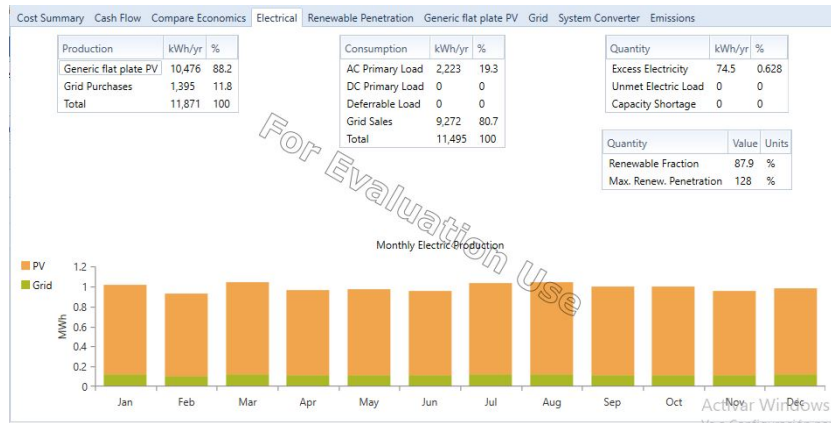


Figura 4.17: Graficas y datos de la electricidad producida y consumida. Fuente propia.

En la última sección como se puede ver en la figura 4.18 aparecen los datos mensuales de venta y compra de la energía a la red justificando mensualmente estos datos que ya fueron mostrados en la figura 4.17, en la tabla en los valores anuales se comprueba el valor de los datos de la red que se explicaron en el punto anterior y se puede ver que en la cuarta columna el dato es el valor de la energía total que compra el usuario a la red en un año y el valor de esta venta esta en la columna energy charge.

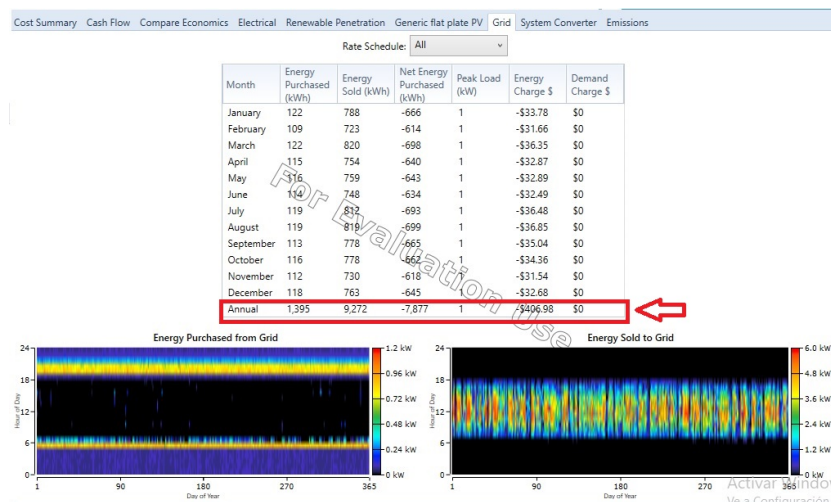


Figura 4.18: Tablas de la venta y compra de la energía a la red de forma mensual y el resultado anual, graficados. Fuente propia.

Se graficaron los datos sustanciales de los resultados de Homer Pro (ver figura 4.19) que son el CAPEX el cual es el valor inicial de inversión que tiene que hacer cada estrato para iniciar el funcionamiento del sistema

fotovoltaico y el NPC al final del proyecto que es el valor que termina costando todo el proyecto con reemplazos de los componentes necesarios, O&M y la energía que se compra y vende a la red, este valor se ve mucho menor que la inversión inicial ya que lo reduce toda la venta de la energía excedente del sistema a la red; realizando una comparativa se puede ver que para todos los estratos hay siempre una reducción del valor de la inversión inicial además de que se observa que en el estrato cuatro es donde más reducción hay y es más favorable según los resultados de las simulaciones de Homer pro.



Figura 4.19: Grafica de comparación de los datos del CAPEX y NPC por estrato. Fuente propia.

4.5. Comparación de resultados con cotizaciones a empresas

Al momento de elegir las soluciones para el cumplimiento del objetivo de este proyecto de investigación se realizaron investigaciones para escoger las soluciones fotovoltaicas más ofrecidas en el mercado con estructura híbrida en todo el país de las cuales se solicitó información a varias empresas de soluciones fotovoltaicas locales y nacionales con presencia en internet, pero solamente dos aceptaron la participación en el estudio y por lo tanto solo estas cotizaciones fueron incluidas en este estudio: auto solar [99] y solartex [97]. Se evidenció la negativa de la mayoría

de empresas ya que se tenía que realizar un pago para ellos suministrar las cotizaciones, la información suministrada por las dos empresas que aceptaron su participación e hicieron entrega de las cotizaciones aparecen en el anexo D. .

En la tabla 4.4 se muestran variables importantes de análisis como el costo total de inversión, la capacidad de generación pico y el tiempo de retorno a la inversión, de las cotizaciones de empresas y los resultados del simulador Homer Pro para cada estrato y en la figura 4.20 se puede comparar la diferencia entre los tres precios y se aprecia que los resultados de Homer Pro son costos mas altos.

Estrato 1	Inversión inicial (\$USD)	Capacidad Fotovoltaica kWp	Retorno a la Inversión	Estrato 4	Inversión inicial (\$USD)	Capacidad Fotovoltaica kWp	Retorno a la Inversión
Homer Pro	5743	3.3	24 años	Homer Pro	6452	4.4	12 años
Empresa 1	4765	3.27	12 años	Empresa 1	6849	5.4	13 años
Empresa 2	4755	3.25	12 años	Empresa 2	6102	5.4	11 años
Estrato 2	Inversión inicial (\$USD)	Capacidad Fotovoltaica kWp	Retorno a la Inversión	Estrato 5	Inversión inicial (\$USD)	Capacidad Fotovoltaica kWp	Retorno a la Inversión
Homer Pro	7527	4.26	24 años	Homer Pro	7458	5.5	11 años
Empresa 1	5761	4.3	13 años	Empresa 1	8310	5.5	13 años
Empresa 2	4755,6	4.3	11 años	Empresa 2	6102	5.5	11 años
Estrato 3	Inversión inicial (\$USD)	Capacidad Fotovoltaica kWp	Retorno a la Inversión	Estrato 6	Inversión inicial (\$USD)	Capacidad Fotovoltaica kWp	Retorno a la Inversión
Homer Pro	7602	4.31	21 años	Homer Pro	10553	7.7	16 años
Empresa 1	5761	4.3	12 años	Empresa 1	8740	6.54	16 años
Empresa 2	5235	3.9	13 años	Empresa 2	7054	7.12	15 años

Tabla 4.4: Tablas de comparación de cotizaciones y viabilidad de inversión.

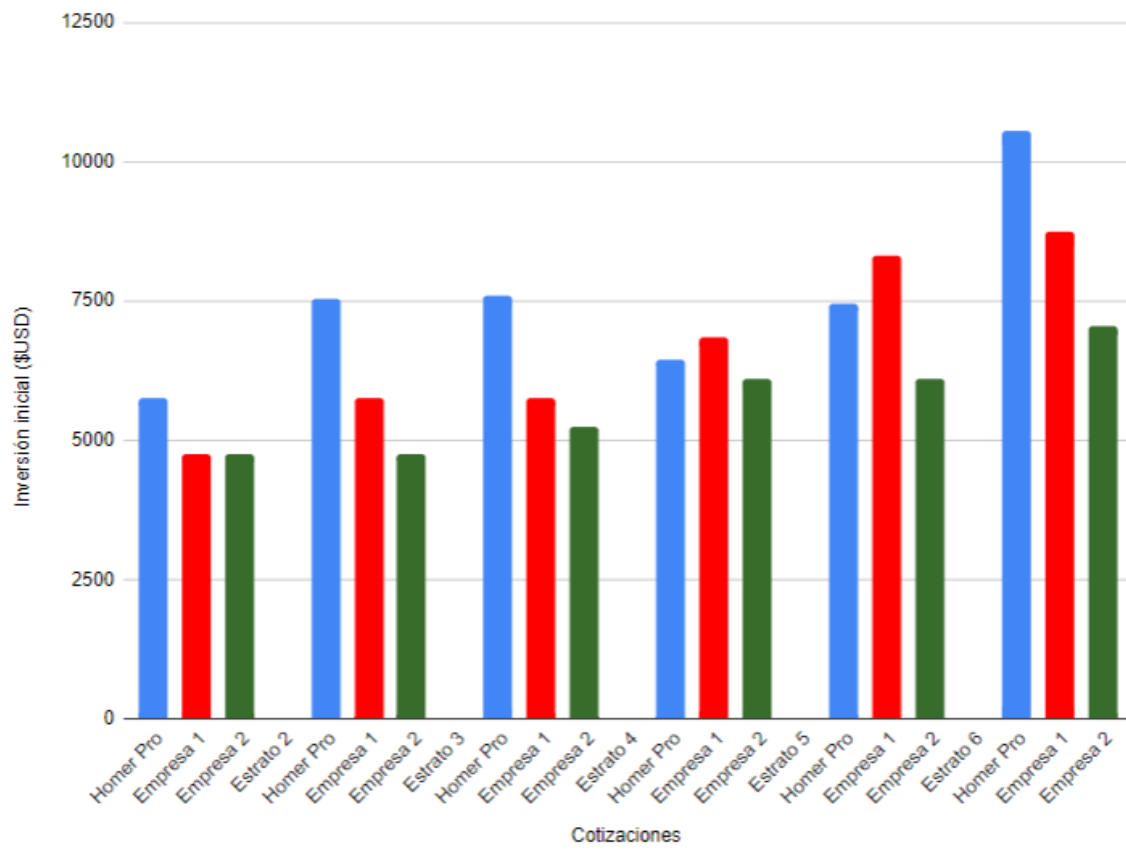


Figura 4.20: Grafica de comparación de cotizaciones entre Homer Pro y 2 empresas.

Capítulo 5

Conclusiones y proyectos futuros

Este trabajo se propone a realizar la simulación de la implementación de sistemas fotovoltaicos en viviendas de la ciudad de Popayán separados según su estrato, de acuerdo a este factor cada estrato tiene costos diferenciados en su facturación. Así mismo, de acuerdo con los resultados de simulación en Homer Pro se tomaron en cuenta diferentes variables para determinar la viabilidad de cada instalación según su estrato. Como se puede observar en los resultados del estrato seis, la plataforma arrojó un retorno a la inversión inicial y una factibilidad buena al ser a los 16 años. El tiempo restante es favorable y de sostenimiento, lo que produce una reducción al valor total de inversión. Otro dato que se puede tomar en cuenta es el costo de NPC total que haciendo un análisis de costo mensual del sistema fotovoltaico y comparándolo con el promedio de facturación total promedio que se obtuvo de la herramienta 03 del SIU de una residencia de estrato 6 en su factura mensual, da una reducción de la factura del 52.5 % considerando esta variable y los años de retorno a la inversión, es rentable y viable para este estrato la instalación del sistema fotovoltaico propuesto por Homer Pro.

Con los datos de la tabla 5.1, que muestra los datos importantes de los años del retorno a la inversión y el porcentaje de reducción a la factura de los demás estratos, con los cuales se puede determinó la viabilidad y rentabilidad de la instalación de cada sistema fotovoltaico para cada estrato tomado en cuenta que para el estrato más viable para la implementación

del proyecto.

Estrato	Años de retorno a la inversión	Valor promedio de facturación total	Impuesto alumbrado publico	Valor de reducción en pesos	Porcentaje de reducción de factura
1	23.6	53.414	5938	15.362,3	71.2%
2	24.07	78.578	11.027	30.985,6	60.5%
3	21.03	98.249	14.420	51.445,2	47.6%
4	12.2	115.895	22.054	4.276,3	96.3%
5	10.7	145.791	32.233	26.084,1	82.1%
6	16	188.265	36.898	89.434,3	52.5%

Tabla 5.1: Tablas de datos de años de retorno a la inversión y porcentaje de reducción de factura por estrato. Fuente propia.

Según los porcentajes dados como resultado de reducción de la factura para cada estrato junto con los años de retorno a la inversión se puede definir la viabilidad y rentabilidad para los estratos. Para los estratos 1 al 3 son muy bajas mostrando un retorno a la inversión entre el 94% y 96,2% de la ejecución y/o duración del proyecto. Se conoce también que los estratos 1, 2 y 3 al no tener un buen músculo financiero y baja probabilidad de obtener un préstamo no podrían solventar esta inversión inicial tan alta e incluso conforme sea la tasa de interés de los préstamos adquiridos podrían ser más costoso; Esto podría considerarse un bien de lujo y no uno de primera necesidad. Igualmente, se determinó como casos de éxito los sistemas de los estratos del 4 y 5, ya que los años de retorno a la inversión son del 48.8% y 42.8% respectivamente a la duración del proyecto además del porcentaje de la reducción de las facturas pasan el 80% de esta, por tanto, se aprueba la viabilidad y rentabilidad, también se conoce la facilidad de tener una mejor solvencia financiera y el mejor estrato para la implementación es el estrato 4 ya que tiene el mayor porcentaje de reducción de factura con menos años de retorno a la inversión ya que al tener un valor del kilowatt estable sin contribución o subsidio esto estabiliza el costo de la venta de este.

Comparando los datos suministrados en la tabla 4.4 de los valores que proporcionaron las cotizaciones de las empresas y los costos arrojados por las simulaciones de Homer Pro se pueden observar una diferencia

bastante grande entre el simulador y las cotizaciones como por ejemplo en el estrato 1 que el sobrecosto es del 17% y para el resto no baja del 30% con excepción del estrato 4 que no sube del 6%, esto se puede deber por varias razones una de ellas es que las empresas no consideren el porcentaje de perdidas de generación que Homer Pro si contempla como es tambien un valor real de HSP de la ciudad el cual es 3.5 pero en las cotizaciones ellos consideraron uno mucho mas alto lo que hace que la generación de los paneles sea mas rentable pero no es tan real como la de Homer pro, además de la tasa de inflación con la cual el programa realiza la variación de costos a traves de los años ademas que las empresas ninguna consideraba el reemplazo del inversor que al ser a los 15 años es un costo del proyecto importante ya que es uno de los componentes mas caros.

Una conclusión que se puede tomar en consideración es que los resultados de simulación no se ven afectados por cambios en los valores escogidos que se estimaron como son los datos de consumo de electrodomésticos ya que finalmente estos datos dan como resultado el valor mensual promedio de consumo de cada estrato sacados de la plataforma O3 del siu en la tabla 4.2, entonces al variar estos datos estimados no afectan a los resultados finales del análisis de viabilidad del proyecto.

Conforme a los resultados de simulación, la comparación de consumo promedio entre las ciudades de Popayán y Pereira, se estima inviable para los estratos 1 y 2 de Pereira implementar este tipo de sistema hibrido a pesar de que su consumo es superior en un 20% y 15% respectivamente. Se sugiere comparar este estudio con un escenario inflacionario y/o de tasa de cambio favorable.

Tomando en cuenta que las regulaciones de la Creg van mucho más enfocadas en la regulación de la implementación de sistemas fotovoltaicos en cuanto a el tamaño de generación de este además de dar una regulación estándar del valor del kilowatt que se le vende a las comercializadora y dejar más el valor de venta a consideración de cada comercializadora, se considera que estas regulaciones son muy estándares ya que al ver

este estudio económico y los resultados que arrojan las simulaciones de los estratos bajos que a pesar de tener una viabilidad de implementación muy baja como se observa en la tabla 5.1 no da resultados de pérdidas en la rentabilidad de la implementación de un proyecto como este entonces puede que con regulaciones nuevas hacia el costo de venta del kilovatio hacia las comercializadoras de estos estratos pueda que se vuelva más viable ya que se podría implementar regulaciones de la implementación de los subsidio para las personas que quieran desarrollar estos proyectos y se unan a la red distribuida además que para proyectos más grandes como granjas solares que sirvan para la alimentación de zonas con estos estratos y que se unan a la generación distribuida pueda haber algún beneficio en los costos de venta de la energía sobrante a la red.

5.1. Proyectos futuros

Para trabajos futuros se recomienda tener documentos de ayuda o se recomienda tomar algún curso o que se implemente un curso en la carrera acerca de análisis financieros avanzados ya que la plataforma es tan completa que la mayoría de resultados económicos que este arroja tienen que ver con conocimientos de economía financiera avanzada y al no tener esto claro puede hacerse un poco más difícil la interacción con el programa y la interpretación de los resultados además de que Homer no cuenta con una base de datos que explique detalladamente cómo se realizan los cálculos o la relación entre las variables que utiliza.

Observando la última variación y valorización del peso colombiano frente al dólar desde el mes de mayo a septiembre, se podría concluir que se puede considerar en proyectos futuros resultados favorables ya que puede existir un descuento o disminución en la inversión inicial alrededor del 12% sobre el valor del sistema fotovoltaico sin incluir los costos complementarios que son más estables.

Índice de figuras

1.1. Perfil de carga doméstica típico de ilustración. Tomada de [14]	11
2.1. Tendencia promedio de consumo por estrato en la ciudad de Popayán. Fuente propia.	23
2.2. Tendencia promedio anual de consumo por estrato en la ciudad de Pereira. Fuente propia.	24
2.3. Perfil de demanda anual promedio por estrato del año 2021 en la ciudad de Popayán. Fuente propia.	25
2.4. Perfil de demanda anual promedio por estrato del año 2021 en la ciudad de Pereira. Fuente propia	25
2.5. Perfil de demanda promedio por estrato del año 2021 en la zona rural del municipio de Popayán. Fuente propia.	26
2.6. Perfil de demanda promedio por estrato del año 2021 en la zona rural del municipio de Pereira. Fuente propia.	26
3.1. Perfil Sistema fotovoltaico conectado a red (SFCCR). Tomado de Aguilera et. al.[63]	29
3.2. Sistema fotovoltaico autónomo (SFA). Tomado de Aguilera et. al. [63]	29
3.3. Representación gráfica de los diferentes tipos de radiación solar. Tomado de [67]	33
3.4. Campo de aplicación de un SFA. Tomado de [63].	38
3.5. Representación gráfica de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica. Tomado de [78].	39
4.1. Perfil de demanda estimado para el estrato 6. Fuente propia.	50

4.2. Perfiles de demanda estimados para los estratos 1 al 5. Fuente propia.	51
4.3. Conexion mixta de los paneles. Fuente propia.	55
4.4. Primera configuración de Homer pro. Fuente propia.	56
4.5. Configuración de la carga. Fuente propia.	57
4.6. Configuración del panel. Fuente propia.	58
4.7. Configuración del inversor. Fuente propia.	58
4.8. Configuración de la red. Fuente propia.	59
4.9. Esquemático de todo el sistema. Fuente propia.	60
4.10. Configuración del GHI solar. Fuente propia.	60
4.11. Configuración de temperatura. Fuente propia.	61
4.12. Gráfica del retorno a la inversión y leyendas del flujo de dinero. Fuente propia.	62
4.13. Tabla cost summary del proyecto. Fuente propia.	63
4.14. Tabla economic metrics del proyecto. Fuente propia.	64
4.15. Cálculos de flujo de dinero y total del costo del dinero o NPC, graficados. Fuente propia.	64
4.16. Tabla del comparativo económico, graficados. Fuente propia.	65
4.17. Gráficas y datos de la electricidad producida y consumida. Fuente propia.	66
4.18. Tablas de la venta y compra de la energía a la red de forma mensual y el resultado anual, graficados. Fuente propia.	66
4.19. Gráfica de comparación de los datos del CAPEX y NPC por estrato. Fuente propia.	67
4.20. Gráfica de comparación de cotizaciones entre Homer Pro y 2 empresas.	69
A.1. Perfil de carga diario estimado para estrato uno	98
A.2. Perfil de carga diario estimado para estrato dos.	100
A.3. Perfil de carga diario estimado para estrato tres.	102
A.4. Perfil de carga diario estimado para estrato 4.	104
A.5. Perfil de carga diario estimado para estrato cinco.	106
C.1. Ficha Técnica Inversores Growatt.	113

C.2. Ficha Técnica panel fotovoltaico JA SOLAR. 114

Bibliografía

- [1] J. J. Vallejo De La Vega and M. A. Suarez Muñoz, “Implementación de un sistema fotovoltaico para sistemas aislados de la red pública, con una carga de 200 w.” B.S. thesis, 2022.
- [2] S. Sánchez Guevara and J. Franco Gil, “Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico interconectado a red con soporte de almacenamiento en la universidad tecnológica de pereira,” 2016.
- [3] A. K. Rodríguez Manrique, Á. I. Cadena Monroy, and A. J. Aristizábal Cardona, “Diseño de sistemas de energía solar fotovoltaica para usuarios residenciales en chía, cundinamarca,” 2015.
- [4] E. González, D. Gualotuña, and J. F. Q. Flores, “Diseño de una micro-red óptima mediante el uso del recurso solar fotovoltaico en la universidad politécnica salesiana–campus sur, utilizando el software homer pro,” *I+ D Tecnológico*, 2022.
- [5] P. DE, E. E. L. M. DE COMERCIALIZACIÓN, P. DEFINICIÓN, P. L. DE CRITERIOS, D. E. DE PÉRDIDAS, and C. CDP, “Comisión de regulación de energía y gas,” 2010.
- [6] L. Marrero, D. Carrizo, L. García-Santander, and F. Ulloa-Vásquez, “Uso de algoritmo k-means para clasificar perfiles de clientes con datos de medidores inteligentes de consumo eléctrico: Un caso de estudio,” *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 29, 2021.
- [7] E. G. Vidal and O. R. Villalón, “Obtención de perfiles de carga residenciales para escenarios basados en alta penetración de cargas

- diversas y generación distribuida,” *JÓVENES EN LA CIENCIA*, 2018.
- [8] A. P. Iza Quishpe, “Estimación de la curva de la demanda a corto plazo en función de una onda madre,” B.S. thesis, 2021.
- [9] J. X. S. Guerrero, “Caracterización de la demanda de energía mediante patrones estocásticos en las redes eléctricas inteligentes,” Ph.D. dissertation, Universitat Politècnica de València, 2020.
- [10] C. Andina, “Comisión de la comunidad andina,” *Decisión 608 Normas para la protección y promoción de la libre competencia en la Comunidad Andina*, vol. 21, 2016.
- [11] P. D. Cárdenas-Largo *et al.*, “La incertidumbre sobre las reglas de mercados comunitarios de energía eléctrica en américa latina y su incidencia en colombia,” 2021.
- [12] J. Pérez Triana, “Evaluación del impacto sobre los costos marginales de mediano plazo ante la implementación de programas de respuesta de la demanda de energía eléctrica en colombia usando modelos de planificación operativa,” *Escuela de Procesos y Energía*, 2015.
- [13] J. W. Grimaldo Guerrero, M. A. Mendoza Becerra, and W. P. Reyes Calle, “Modelo para pronosticar la demanda de energía eléctrica utilizando los producto interno brutos sectoriales: Caso de colombia,” 2017.
- [14] C. XM, “Perfil de carga doméstica típico de ilustración.” *Bogotá*, 2005. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/consumo/historicos-de-demanda>
- [15] E. Proedrou, “A comprehensive review of residential electricity load profile models,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 12 114–12 133, 2021.

- [16] M. C. Estrada Ocampo, D. E. Medrano Ahumada, V. P. Quintero González *et al.*, “Análisis del perfil de carga eléctrica por estrato en la ciudad de barranquilla,” 2018.
- [17] I. Khan, M. W. Jack, and J. Stephenson, “Dominant factors for targeted demand side management—an alternate approach for residential demand profiling in developing countries,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 67, p. 102693, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670720309082>
- [18] C. Behm, L. Nolting, and A. Praktijnjo, “How to model european electricity load profiles using artificial neural networks,” *Applied Energy*, vol. 277, p. 115564, Nov. 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115564>
- [19] J.-S. Chou and N.-T. Ngo, “Time series analytics using sliding window metaheuristic optimization-based machine learning system for identifying building energy consumption patterns,” *Applied Energy*, vol. 177, pp. 751–770, Sep. 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.074>
- [20] M. Nijhuis, M. Gibescu, and J. Cobben, “Bottom-up markov chain monte carlo approach for scenario based residential load modelling with publicly available data,” *Energy and Buildings*, vol. 112, pp. 121–129, Jan. 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.12.004>
- [21] D. Vu, K. Muttaqi, A. Agalgaonkar, and A. Bouzerdoum, “Short-term electricity demand forecasting using autoregressive based time varying model incorporating representative data adjustment,” *Applied Energy*, vol. 205, pp. 790–801, Nov. 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.135>
- [22] F. Rodrigues, C. Cardeira, J. Calado, and R. Melício, “Load profile analysis tool for electrical appliances in households assisted

- by CPS,” *Energy Procedia*, vol. 106, pp. 215–224, Dec. 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.12.117>
- [23] K. Zhou, S. Yang, and Z. Shao, “Household monthly electricity consumption pattern mining: A fuzzy clustering-based model and a case study,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 141, pp. 900–908, Jan. 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.09.165>
- [24] C. Liu, X. Wang, Y. Huang, Y. Liu, R. Li, Y. Li, and J. Liu, “A moving shape-based robust fuzzy k-modes clustering algorithm for electricity profiles,” *Electric Power Systems Research*, vol. 187, p. 106425, Oct. 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106425>
- [25] Y. Ge, C. Zhou, and D. M. Hepburn, “Domestic electricity load modelling by multiple gaussian functions,” *Energy and Buildings*, vol. 126, pp. 455–462, Aug. 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.05.060>
- [26] M. R. Biswas, M. D. Robinson, and N. Fumo, “Prediction of residential building energy consumption: A neural network approach,” *Energy*, vol. 117, pp. 84–92, Dec. 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.066>
- [27] M. Rana and I. Koprinska, “Forecasting electricity load with advanced wavelet neural networks,” *Neurocomputing*, vol. 182, pp. 118–132, Mar. 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.neucom.2015.12.004>
- [28] J. Munkhammar, J. Rydén, and J. Widén, “Characterizing probability density distributions for household electricity load profiles from high-resolution electricity use data,” *Applied Energy*, vol. 135, pp. 382–390, Dec. 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.093>

- [29] M. Bessec and J. Fouquau, “Short-run electricity load forecasting with combinations of stationary wavelet transforms,” *European Journal of Operational Research*, vol. 264, no. 1, pp. 149–164, Jan. 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2017.05.037>
- [30] Y. Chen and H. Tan, “Short-term prediction of electric demand in building sector via hybrid support vector regression,” *Applied Energy*, vol. 204, pp. 1363–1374, Oct. 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.070>
- [31] “Development of electricity consumption profiles of residential buildings based on smart meter data clustering,” *Energy and Buildings*, vol. 252, p. 111376, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778821006605>
- [32] C. Stegner, O. Glaß, and T. Beikircher, “Comparing smart metered, residential power demand with standard load profiles,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 20, p. 100248, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467719301547>
- [33] M. Jain, M. Jain, T. AlSkaif, and S. Dev, “Which internal validation indices to use while clustering electric load demand profiles?” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 32, p. 100849, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467722001242>
- [34] J. Yang, J. Zhao, F. Wen, and Z. Dong, “A model of customizing electricity retail prices based on load profile clustering analysis,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 3374–3386, May 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/tsg.2018.2825335>
- [35] A. Al-Wakeel, J. Wu, and N. Jenkins, “k -means based load estimation of domestic smart meter measurements,” *Applied*

- Energy*, vol. 194, pp. 333–342, May 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.046>
- [36] J. Yang, C. Ning, C. Deb, F. Zhang, D. Cheong, S. E. Lee, C. Sekhar, and K. W. Tham, “k-shape clustering algorithm for building energy usage patterns analysis and forecasting model accuracy improvement,” *Energy and Buildings*, vol. 146, pp. 27–37, Jul. 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.03.071>
- [37] W. Shenghui and L. Hanbing, “Adaptive k-valued k-means clustering algorithm,” in *2020 5th International Conference on Mechanical, Control and Computer Engineering (ICMCCE)*. Los Alamitos, CA, USA: IEEE Computer Society, dec 2020. [Online]. Available: <https://doi.ieeecomputersociety.org/10.1109/ICMCCE51767.2020.00316>
- [38] P. Mok, H. Huang, Y. Kwok, and J. Au, “A robust adaptive clustering analysis method for automatic identification of clusters,” *Pattern Recognition*, vol. 45, no. 8, pp. 3017–3033, 2012. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0031320312000647>
- [39] M. B. Ferraro, “Fuzzy k-means: history and applications,” *Econometrics and Statistics*, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2452306221001398>
- [40] A. Shahid, S. Aslam, H. S. Kim, and K.-G. Lee, “Distributed joint resource and power allocation in self-organized femtocell networks: A potential game approach,” *Journal of Network and Computer Applications*, 2014. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1084804514001490>
- [41] N. Chen and H. Zhang, “Extended kernel self-organizing map clustering algorithm,” in *2013 International Conference on Computing, Networking and Communications (ICNC)*, vol. 2.

- Los Alamitos, CA, USA: IEEE Computer Society, aug 2009. [Online]. Available: <https://doi.ieeecomputersociety.org/10.1109/ICNC.2009.682>
- [42] J. Llanos, R. Morales, A. Núñez, D. Sáez, M. Lacalle, L. G. Marín, R. Hernández, and F. Lanas, “Load estimation for microgrid planning based on a self-organizing map methodology,” *Applied Soft Computing*, vol. 53, pp. 323–335, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494617300030>
- [43] R. Li, C. Gu, F. Li, G. Shaddick, and M. Dale, “Development of low voltage network templates—part i: Substation clustering and classification,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 3036–3044, 2014.
- [44] W. W. Tso, C. D. Demirhan, C. F. Heuberger, J. B. Powell, and E. N. Pistikopoulos, “A hierarchical clustering decomposition algorithm for optimizing renewable power systems with storage,” *Applied Energy*, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920307029>
- [45] S. Haben, C. Singleton, and P. Grindrod, “Analysis and clustering of residential customers energy behavioral demand using smart meter data,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 136–144, Jan. 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/tsg.2015.2409786>
- [46] G. J. McLachlan, S. X. Lee, and S. I. Rathnayake, “Finite mixture models,” *Annual Review of Statistics and Its Application*, vol. 6, no. 1, pp. 355–378, Mar. 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1146/annurev-statistics-031017-100325>
- [47] J.-P. Koponen, “Analysing electricity consumption data by fast search and find of density peaks,” 2017.
- [48] A. Rodriguez and A. Laio, “Clustering by fast search and find of density peaks,” *science*, vol. 344, no. 6191, pp. 1492–1496, 2014.

- [49] A. Setiawan, I. Koprinska, and V. G. Agelidis, “Very short-term electricity load demand forecasting using support vector regression,” in *Neural Networks, IEEE - INNS - ENNS International Joint Conference on*. Los Alamitos, CA, USA: IEEE Computer Society, jun 2009. [Online]. Available: <https://doi.ieeecomputersociety.org/10.1109/IJCNN.2009.5179063>
- [50] F. Zhang, C. Deb, S. E. Lee, J. Yang, and K. W. Shah, “Time series forecasting for building energy consumption using weighted support vector regression with differential evolution optimization technique,” *Energy and Buildings*, vol. 126, pp. 94–103, Aug. 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.05.028>
- [51] K. Peng, C. Hsu, S. Chen, and C. Wu, “Dynamically optimizing parameters in support vector regression: An application of electricity load forecasting,” in *2014 47th Hawaii International Conference on System Sciences*, vol. 1. Los Alamitos, CA, USA: IEEE Computer Society, jan 2006. [Online]. Available: <https://doi.ieeecomputersociety.org/10.1109/HICSS.2006.132>
- [52] A. Satre-Meloy, M. Diakonova, and P. Grünewald, “Cluster analysis and prediction of residential peak demand profiles using occupant activity data,” *Applied Energy*, vol. 260, p. 114246, Feb. 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114246>
- [53] F. McLoughlin, A. Duffy, and M. Conlon, “A clustering approach to domestic electricity load profile characterisation using smart metering data,” *Applied Energy*, vol. 141, pp. 190–199, Mar. 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.039>
- [54] D. DL, “Bouldin dw 1979,” *A Cluster Separation Measure. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, vol. 1, no. 2, pp. 224–227.

- [55] C.-E. Ben Ncir, A. Hamza, and W. Bouaguel, “Parallel and scalable dunn index for the validation of big data clusters,” *Parallel Computing*, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167819121000119>
- [56] A. M. Bagirov, R. M. Aliguliyev, and N. Sultanova, “Finding compact and well-separated clusters: Clustering using silhouette coefficients,” *Pattern Recognition*, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0031320322006239>
- [57] A. Naghizadeh and D. N. Metaxas, “Condensed silhouette: An optimized filtering process for cluster selection in k-means,” *Procedia Computer Science*, 2020, knowledge-Based and Intelligent Information Engineering Systems: Proceedings of the 24th International Conference KES2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050920318469>
- [58] I. Gurrutxaga, I. Albisua, O. Arbelaitz, J. I. Martín, J. Muguerza, J. M. Pérez, and I. Perona, “SEP/COP: An efficient method to find the best partition in hierarchical clustering based on a new cluster validity index,” *Pattern Recognition*, vol. 43, no. 10, pp. 3364–3373, Oct. 2010. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.patcog.2010.04.021>
- [59] S. Único de Información, “herramienta de análisis o3,” *Colombia*. [Online]. Available: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Energia>
- [60] C. Data, “Datos climáticos mundiales.” [Online]. Available: <https://es.climate-data.org/>
- [61] DANE, “Geovisor cnpv 2018.” [Online]. Available: <https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/sociedad/cnpv-2018/>
- [62] R. Abdelrassoul, Y. Ali, and M. S. Zaghoul, “Genetic algorithm-optimized pid controller for better performance of pv system,”

- in *2016 World Symposium on Computer Applications & Research (WSCAR)*, 2016, pp. 18–22.
- [63] J. Aguilera, L. Hontoria, and F. J. Muñoz, “Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos,” *Grupo Idea, Departamento de electrónica, Escuela politécnica superior, Universidad de Jaén*, 2011.
- [64] L. A. Alcedo Aspilcueta and G. E. Gonzales Urbina, “Diseño de un sistema fotovoltaico de conexión a red de 500 kw para reducir la facturación en el consumo de la demanda de energía eléctrica. centro de datos bitel-arequipa,” 2018.
- [65] H. L. Gasquet, *Conversión de la luz solar en Energía Eléctrica: Manual Teórico y Práctico sobre los sistemas Fotovoltaicos*. Gasquet, 1997.
- [66] D. d. J. Gómez Pérez, “Dimensionamiento, diseño e instalación de un sistema residencial fotovoltaico interconectado a la red,” Tech. Rep., 2016.
- [67] I. Parra Fernández *et al.*, “Sistema de generación eólico-fotovoltaico conectado a la red de distribución de una planta industrial,” 2022.
- [68] L. Merino, “Las energías renovables,” *Energías renovables*, vol. 1, no. 1, p. 20, 2012.
- [69] J. C. Gutiérrez Henao and O. L. Olaya Betancourt, “Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico sin baterías conectado a una red de distribución secundaria,” 2016.
- [70] J. G. BOLAÑOS, J. F. PATIÑO, and D. D. E. Y. MECANICA, “Diseño de un sistema solar fotovoltaico de 20kwp conectado a red,” *Cali: Universidad Autónoma de Occidente*, 2011.
- [71] A. Elmelegi, M. Aly, E. M. Ahmed, and A. G. Alharbi, “A simplified phase-shift pwm-based feedforward distributed mppt method for grid-connected cascaded pv inverters,” *Solar Energy*, 2019.

- [72] C. IDEAM, “Atlas de radiación solar de colombia,” *Bogota. Imprenta Nacional*, 2005.
- [73] J. A. Serván Sócola, “Análisis técnico-económico de un sistema híbrido de baja potencia eólico solar conectado a la red,” 2015.
- [74] J. A. Luzuriaga Velasco and D. G. Arcos Avilés, “Diseño y simulación de una estrategia de gestión energética de una microrred aislada,” 2020.
- [75] P. D. Villar, “Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos: aplicación a la electrificación rural,” *Universidad Politécnica de Madrid*, 2003.
- [76] C. Pilar, L. V. L. Vera, C. Martínez, and A. Poladian, “Estudio de factibilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos en viviendas tipo de la ciudad autónoma de buenos aires,” *Arquitecto*, no. 13, pp. 25–34, 2019.
- [77] R. A. Campos, G. L. Martins, and R. Rüther, “Assessing the influence of solar forecast accuracy on the revenue optimization of photovoltaic+ battery power plants in day-ahead energy markets,” *Journal of Energy Storage*, vol. 48, p. 104093, 2022.
- [78] B. AMESOL, “sistemas conectados a la red,” *Santa cruz de la sierra, Bolivia*, 2013.
- [79] L. L. Martinelli and J. O. Nicolás, “Motivadores de adopción residencial de los sistemas fotovoltaicos interconectados en el sur global,” *Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 47, pp. 27–33, 2021.
- [80] E. A. Duran Fetecua, “Impacto técnico y financiero de la resolución creg. 038 del 2014 para un comercializador de energía en colombia,” 2021.
- [81] V. Triviño Castañeda, “Estimación de radiación solar por medio de redes neuronales artificiales con el fin de determinar energía firme

- para el cargo por confiabilidad en plantas solares fotovoltaicas,” 2017.
- [82] J. E. Roa Barragan, J. C. Caicedo Ulloa *et al.*, “Viabilidad técnico-financiera para la generación de energía eléctrica, con un sistema solar fotovoltaico interconectado al sistema eléctrico de la ciudad de leticia-amazonas, en el marco de la resolución creg 076 de 2016,” 2019.
- [83] J. L. Gómez López and D. C. Mayorga Arias, “Estudio para la implementación de un sistema de autogeneración a partir de energía solar fotovoltaica en las instalaciones del molino guanentá, ubicado en el municipio de curití, santander,” 2020.
- [84] J. Diaz Reyes and S. Giraldo Orjuela, “Diseño de un sistema fotovoltaico tipo on grid que suplirá el 60 % de la carga eléctrica total de la empresa incoel sas ubicada en la ciudad de bogotá,” 2021.
- [85] I. M. O. Rojas, C. A. C. Morales, H. E. C. Acuña, and C. P. F. Arévalo, “Sistema híbrido fotovoltaico (fv) con interacción a la red para zonas rurales de colombia,” *Revista de investigación agraria y ambiental*, vol. 8, no. 1, pp. 169–182, 2017.
- [86] J. Hernandez, D. Velasco, and C. Trujillo, “Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in colombia,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 15, no. 5, pp. 2290–2298, 2011.
- [87] A. R. López, A. Krumm, L. Schattenhofer, T. Burandt, F. C. Montoya, N. Oberländer, and P.-Y. Oei, “Solar pv generation in colombia-a qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market,” *Renewable Energy*, vol. 148, pp. 1266–1279, 2020.
- [88] M. Deshmukh and A. B. Singh, “Modeling of energy performance of stand-alone spv system using homer pro,” *Energy Procedia*, vol. 156, pp. 90–94, 2019.

- [89] F. K. Alhousni, F. B. I. Alnaimi, P. C. Okonkwo, I. Ben Belgacem, H. Mohamed, and E. M. Barhoumi, “Photovoltaic power prediction using analytical models and homer-pro: Investigation of results reliability,” *Sustainability*, 2023.
- [90] D. D. Milosavljević, T. S. Kevkić, and S. J. Jovanović, “Review and validation of photovoltaic solar simulation tools/software based on case study,” *Open Physics*, pp. 431–451, 2022.
- [91] L. FRANCKLYN, “Ul solutions releases new features for homer® grid modeling software to enable more detailed cost evaluations for grid-tied microgrids,” *Homer microgrid news*, 2022. [Online]. Available: <https://microgridnews.com/new-homer-grid-features-enable-detailed-cost-analysis/>
- [92] E. X. López Bautista and D. F. Núñez Aldaz, “Simulación en homer de un sistema eléctrico híbrido solar-eólico en la parroquia lasso de la provincia de cotopaxi,” B.S. thesis, Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC), 2022.
- [93] “Metodología para la selección y dimensionamiento de una microred aislada en base a criterios económicos,” 2019.
- [94] V. E. A. Marcela, “Gestión de la energía eléctrica domiciliaria con base en la gestión activa de la demanda,” *Tesis de Doctorado*, 2018.
- [95] EMP, “Uso inteligente de la energía eléctrica banco de recomendaciones,” 2012. [Online]. Available: https://www.epm.com.co/site/Portals/2/documentos/banco_de_recomendaciones_uso_inteligente_energia_electricamarzo_27.pdf
- [96] electronicaaplicada.com, “potencia de consumo de equipos eléctricos mas comunes,” 2023. [Online]. Available: <https://www.electricaplicada.com/potencia-consumo-equipos-electricos/>
- [97] “Solartex,” 2023. [Online]. Available: <https://www.solartex.co/#>

- [98] J. E. Martínez Tibaduiza, “Diseño e implementación de un cargador de baterías controlado por un algoritmo de mppt y alimentado por paneles solares,” Ph.D. dissertation, Universidad Santo Tomás.
- [99] “Autosolar.” [Online]. Available: <https://autosolar.co/inversores-on-grid-bifasicos/inversor-on-grid-fronius-primo-ul-50-1-208-240#specification>
- [100] d. n. d. p. DNP, “Proyecto resolución,” 2023.
- [101] R. L. Republica, “Inflación llegaría a meta hasta 2025 y se mantendría en dos dígitos en casi todo 2023,” 2023.
- [102] Ceo, “Consulta el costo tarifario,” 2023. [Online]. Available: <https://www.ceoesp.com.co/tarifas>
- [103] D. F. Doncel Baez *et al.*, “Diseño e implementación de un agpe con fncer integrado al sin de acuerdo a la resolución creg 030 de 2018.”
- [104] “Portal sui energía,” 2023. [Online]. Available: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Energia>

Anexos

Apéndice A

Anexo 1: Tablas de consumo

A.1. Tablas de datos del SIU

Para conocimiento se plasma en el presente anexo las tablas de tendencia y demanda del municipio de Popayán y Pereira, extraídas de la herramienta O3 del Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios, administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia, la cual es una herramienta de libre acceso que contiene indicadores sobre el servicio, reportes comerciales, financieros, administrativos y técnico operativos, acceso a la bodega de datos y cadena de prestación del servicio de energía.

Los valores reflejados en la herramienta de análisis O3 son datos actualizados y tomados directamente del Sistema Único de Información (SUI), sistema en el que reposa la información reportada y certificada por los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica conforme a la normatividad vigente. Los datos disponibles en la herramienta de análisis O3 pueden presentar cambios debido a las solicitudes de modificación (reversión) presentadas por los prestadores del servicio y autorizadas, conforme lo señala la Resolución SSPD No 20171000204125 de 2017 [104].

El filtro y acotado de los datos usado para la extracción de los mismos son los siguientes (ver tabla A.1):

Tabla de parámetros de búsqueda en la herramienta O3	
Tiempo(Años):	2012- 2021, cada mes del 2021, según necesidad
Compañía:	Compañía Energética de Occidente S.A. Empresa de energía de pereira S.A.
Mercado:	Cauca Risaralda
Ubicación Geografica:	Popayán Pereira
Ubicacion:	Urbana, rural, según necesidad
Uso:	Residencial
Estrato:	1 al 6
Nivel de tensión:	Nivel 1
Tipo de Usuario:	Regulado
Tipo de lectura:	Real
Tipo de medidor:	Sin especificar
Medidas	Promedio de consumo (kWh) por suscriptor

Tabla A.1: Tabla de parámetros usados para la extracción de datos de consumo para el estudio.

Los datos de las tablas posteriores están en kiloVatios (kW).

A.1.1. Tabla de tendencia de consumo del municipio de Popayán

A continuación, se presenta la tabla de tendencia de consumo de la ciudad de Popayán entre los años 2012 al 2021.

Año\Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
2012	130,8	115,2	130,7	150,3	163,7	206,3
2013	122,2	111,1	125,9	145,3	160,4	198,8
2014	119,3	111,1	125,1	141,5	155,2	193
2015	124,3	110	123,5	136	147,3	178,4
2016	132,8	107,2	118	129,7	141,8	170,3
2017	117,4	103,8	113,7	124	132,2	161,9
2018	94	101,7	108,7	118,8	128,9	151
2019	84,8	100,9	107,1	113,9	122,5	145,7
2020	82,5	102	107	111,3	125,3	165,9
2021	79,3	98,6	118,8	111,3	126,1	177,4

Tabla A.2: Tabla de tendencia de consumo promedio en en la ciudad de Popayán desde el año 2012 al 2021

A.1.2. Tabla de consumo promedio en la zona urbana de Popayán para el año 2021

Se presenta la tabla de consumo de la zona urbana del municipio de Popayán

Mes\Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5
enero	85,3	98,8	103,5	107,7	125,6
febrero	75,6	94,5	101,4	106,6	122,1
marzo	76,5	96,5	104,9	110,8	124,2
abril	79,7	98,5	104	111,2	126,8
mayo	76,7	95,2	104,8	108,8	123,4
junio	79,3	100,7	108,1	112,9	131,4
julio	81,4	98,2	107,1	115,3	131,3
agosto	78,1	96,2	104,9	110,3	125,1
septiembre	77,4	95,2	103,9	110,7	121,8
octubre	78	98	106,1	111,3	124,1
noviembre	77,8	99,7	107,3	111,2	123,8
diciembre	88,2	111,7	266,8	118,3	133,1

Tabla A.3: Tabla de consumo promedio en el municipio de Popayán en el año 2021

A.1.3. Tabla de consumo promedio en la zona rural de Popayán para el año 2021

Se muestra en la tabla a continuación el consumo de la zona rural del municipio de Popayán.

Mes\Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5
enero	68,8	91,2	111,9	119	181,4
febrero	71,9	90,8	110,2	116,2	141,9
marzo	69,5	93,5	112,5	118,3	156,7
abril	69,7	91,2	112,4	120,1	149,5
mayo	70	95,4	113,6	127,2	152,2
junio	71,1	92,7	112,5	132,7	153,8
julio	70,7	94,2	114,8	127,1	164,4
agosto	68,1	89,4	109,7	123,3	153,2
septiembre	68,1	90,8	108,6	122,7	150,3
octubre	68	92,2	115,2	142,4	135,6
noviembre	66,1	90,7	111,4	123	149,4
diciembre	251,9	113,3	132,5	137,6	163

Tabla A.4: Tabla de consumo promedio en la zona rural del municipio de Popayán en el año 2021

A.1.4. Tabla de tendencia de consumo del municipio de Pereira

A continuación, se presenta la tabla de tendencia de consumo del municipio de Pereira entre los años 2012 al 2021. La unidad de los datos es kW.

Año\Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
2012	70,2	101,2	164,9	174,8	193,3	258,6
2013	63,6	101,4	187,5	191,6	198,5	332,2
2014	65,6	109,9	176,1	177,5	192,5	361,2
2015	68,6	108,8	138,4	178,5	179,7	230,9
2016	68,8	103,7	137	177,2	187,1	251,6
2017	66,3	101,9	138,4	175,1	184,8	296,4
2018	67	98,2	129,1	163,3	175,7	341,4
2019	65,9	94,5	122,6	150,9	194,4	291,2
2020	70,8	94,3	113,8	127	189,4	272,2
2021	84	93,5	113,5	123,9	156,4	261

Tabla A.5: Tabla de tendencia de consumo promedio en el municipio de Pereira desde el año 2012 al 2021

A.1.5. Tabla de consumo promedio en la zona urbana de Pereira para el año 2021

Se presenta la tabla de consumo de la zona urbana del municipio de Pereira.

Mes\Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
enero	103,6	125,9	112,7	110,1	118,2	134
febrero	98,9	120,7	109,1	107,4	116,1	130,8
marzo	99,9	121,3	108,4	106,1	114,2	129,1
abril	100,7	122,6	109,1	107,3	115,5	132,5
mayo	105,2	127,7	115,4	114	122,4	137,4
junio	101,1	122,1	109,7	109,4	116,6	134,6
julio	101,3	124,9	110,3	109,8	116,5	131,9
agosto	102,1	108,7	111,6	113,5	128	178,9
septiembre	98,3	104,6	107,3	109,9	123,6	174,5
octubre	100,8	105,8	109,9	114,2	130	179,7
noviembre	97	101,7	105,9	109	126,1	173,4
diciembre	100,8	105,4	110,3	112,9	130,7	182,6

Tabla A.6: Tabla de consumo promedio en el municipio de Pereira en el año 2021

A.1.6. Tabla de consumo promedio en la zona rural de Pereira para el año 2021

Se muestra en la tabla a continuación el consumo de la zona rural del municipio de Pereira.

Mes\Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	105	133	114,5	116,8	126	183,7
Febrero	99,4	125,6	110,7	112,9	122,1	173,8
Marzo	100,8	126,7	110,1	112,1	120,2	170,8
Abril	101,2	127,9	110,5	112	122,4	171,8
Mayo	105,4	133,4	116,7	118,9	129	181
Junio	101,9	127,4	110,9	113,3	122,6	172,8
Julio	101,9	130,5	111,8	113,6	122,9	174
Agosto	102,9	115,6	113,3	119,2	136	215,4
Septiembre	98,6	110,5	108,6	114,1	131,3	208,7
Octubre	101,3	113,4	111,8	118,8	134,6	214,7
Noviembre	97,8	109,2	107,2	114,3	130,2	206,3
Diciembre	101,5	113,2	111,6	118,9	135,9	219,3

Tabla A.7: Tabla de consumo promedio en la zona rural del municipio de Pereira en el año 2021

A.2. Tablas estimadas de consumo de los estratos 1 al 5

A continuación, se muestra en los siguientes items, las tablas de consumo diario por horas de cada estrato, listado de electrodomesticos con consumo mensual y su respectivo perfil de demanda.

A.2.1. Tabla de consumo estimada estrato uno

Se presenta las tablas estimadas de consumo diario para el estrato 1 en la ciudad de estudio como se pueden ver en las tablas A.8 Y A.9.

cod	electrodomestico	cant	W	kW	kW/ mes	h/ mes	h/d
a	televisor	1	45	0,045	8,1	180	6
b	nevera	1	62,5	0,063	45	720	24
c	ilum. hab	2	9	0,01	2,52	140	4,7
d	ilum. cocina	1	9	0,01	1,01	112	3,7
e	ilum. baño	1	15	0,02	0,68	45	1,5
f	ilum. entrada-casa	1	9	0,01	0,76	84	2,8
g	ilum sala	1	9	0,01	0,36	40	1,3
h	licuadora	1	500	0,5	0,25	0,5	0,017
i	equipo de sonido	1	100	0,1	6	60	2
j	caja de tv cable	1	20	0,02	3,6	180	6
k	cargador de telefono	2	15	0,015	1,80	60	2
l	plancha	1	1000	1	10	10	0,33

Tabla A.8: Listado de electrodomesticos para estrato uno

Horas del día	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	Total (W) / h	Total (kW) / h
0		62,5											62,5	0,063
1		62,5											62,5	0,063
2		62,5											62,5	0,063
3		62,5											62,5	0,063
4		62,5		9	15								86,5	0,087
5	45	62,5	18	9						20			154,5	0,155
6		62,5	18										80,5	0,081
7		62,5											62,5	0,063
8		62,5											62,5	0,063
9		62,5							100				162,5	0,163
10		62,5							100				162,5	0,163
11		62,5											62,5	0,063
12	45	62,5						8,3		20			135,8	0,136
13		62,5											62,5	0,063
14		62,5											62,5	0,063
15		62,5											62,5	0,063
16		62,5											62,5	0,063
17	45	62,5	18	9			9			20			163,5	0,164
18	45	62,5	18	6,3		9				20	30		190,8	0,191
19	45	62,5	12,6		7,5	9	2,7			20	30	333,3	522,6	0,523
20	45	62,5				7,2				20			134,7	0,135
21		62,5											62,5	0,063
22		62,5											62,5	0,063
23		62,5											62,5	0,063

Tabla A.9: Tabla estimada de consumo diario para el estrato uno.

Dando como resultado un consumo diario y mensual estimado de 2,66 kW y 79,93 kW respectivamente, con el perfil de carga en la tabla A.1.



Figura A.1: Perfil de carga diario estimado para estrato uno

A.2.2. Tabla de consumo estimada estrato dos

Las tablas estimadas de consumo diario para el estrato 2 en la ciudad de estudio como se pueden ver en las tablas A.10 Y A.11.

cod	electrodomestico	cant	W/h	Kw/h	kW/m	h/m	h/d
a	televisor	1	50	0,05	10,50	210	7
b	nevera	1	62,5	0,06	45	720	24
c	ilum. hab	2	9	0,01	2,7	150	5
d	ilum. cocina	1	9	0,01	1,01	112	3,733
e	ilum. baño	1	15	0,02	0,50	33	1,1
f	ilum. entrada-casa	1	9	0,01	0,76	84	2,8
g	ilum sala	2	9	0,01	0,54	30	1
h	equipo de sonido	1	100	0,1	3	30	1
i	caja de tv cable	1	20	0,02	4,2	210	7
j	cargador de telefono	2	25	0,03	2,25	45	1,5
k	plancha	1	1000	1	10	10	0,333
l	licuadora	1	500	0,5	0,25	0,5	0,017
m	lavadora	1	750	0,75	6	8	0,267
n	sanduchera	1	750	0,75	1,5	2	0,0667
o	computador portatil	1	60	0,06	1,8	30	1
p	modem de internet	1	15	0,02	10,8	720	24

Tabla A.10: Listado de electrodomesticos para estrato dos.

Horas del día	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	Total (kW)/h
0		62,5														15	0,078
1		62,5														15	0,078
2		62,5														15	0,078
3		62,5														15	0,078
4		62,5														15	0,078
5	50	62,5	18	9	15				20							15	0,190
6	50	62,5	18	9		9			20						50	15	0,234
7		62,5														15	0,078
8		62,5						100				8,33				15	0,186
9		62,5											200			15	0,278
10		62,5														15	0,078
11	50	62,5							20							15	0,148
12	50	62,5							20							15	0,148
13		62,5														15	0,078
14		62,5														15	0,078
15		62,5														15	0,078
16		62,5								50						15	0,128
17		62,5								25					60	15	0,163
18	50	62,5	18	9		9	18		20							15	0,202
19	50	62,5	18	6,597		7,2			20							15	0,179
20	50	62,5	18		1,5				20		333,3					15	0,500
21		62,5														15	0,078
22		62,5														15	0,078
23		62,5														15	0,078

Tabla A.11: Tabla estimada de consumo diario para el estrato dos.

El consumo estimado diario y mensual de 3,36 kW y 100,8 kW respectivamente, y su perfil de carga (Figura A.2).

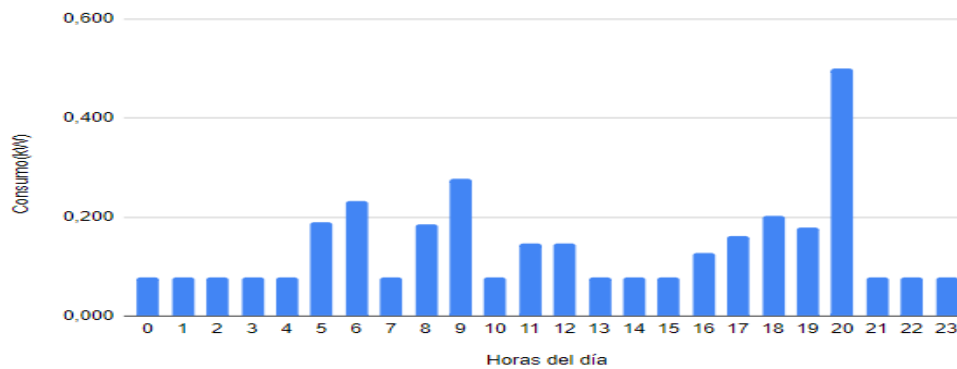


Figura A.2: Perfil de carga diario estimado para estrato dos.

A.2.3. Tabla de consumo estimada estrato tres

A continuación, las tablas estimadas de consumo diario para el estrato 3 en la ciudad de estudio como se observa en las tablas A.12 y A.13.

cod	electrodomestico	cant	W	Kw	kW/m	h/mes	h/d
a	televisor	2	65	0,07	19,50	150	5
b	nevera	1	44,40	0,04	32	720	24
c	ilum. hab	3	9	0,01	3,78	140	4,67
d	ilum. cocina comedor	2	9	0,01	2,02	112	3,73
e	ilum. baño	1	9	0,01	0,13	14	0,47
f	ilum. entrada-casa	1	9	0,01	0,50	56	1,87
g	ilum sala	2	9	0,01	0,72	40	1,33
h	licuadora	1	500	0,50	0,50	1	0,033
i	equipo de sonido	1	100	0,10	2,00	20	0,67
j	caja de tv cable	1	15	0,02	2,70	180	6
k	cargador de telefono	3	18	0,02	3,24	60	2
l	plancha	1	1000	1,00	10,00	10	0,33
m	sanduchera	1	750	0,75	0,53	0,7	0,02
n	computador portatil	1	60	0,06	5,40	90	3
o	lavadora	1	750	0,75	6	8	0,27
p	modem de internet	1	25	0,03	18	720	24

Tabla A.12: Listado de electrodomesticos para estrato tres.

Horas del día	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	Total (kW)/h	
0		44,4															25	0,069
1		44,4															25	0,069
2		44,4															25	0,069
3		44,4															25	0,069
4		44,4															25	0,069
5		44,4	27	18													25	0,114
6		44,4	27	18	2,115		18						17,5				25	0,152
7		44,4															25	0,069
8		44,4															25	0,069
9		44,4															25	0,069
10		44,4														200	25	0,269
11		44,4							67								25	0,136
12	130	44,4						16,7		15							25	0,231
13	130	44,4								15							25	0,214
14	130	44,4								15							25	0,214
15		44,4															25	0,069
16		44,4															25	0,069
17		44,4															25	0,069
18	65	44,4								15					60		25	0,209
19	130	44,4	27	18	2,115	9	5,94			15	54				60		25	0,390
20	65	44,4	27	13,14		7,83				15	54	333,3			60		25	0,645
21		44,4	18,09														25	0,087
22		44,4															25	0,069
23		44,4															25	0,069

Tabla A.13: Tabla estimada de consumo diario para el estrato tres.

El consumo estimado diario y mensual de 3,56 kW y 107,1 kW respectivamente, con su respectivo perfil de carga en la Figura A.3.

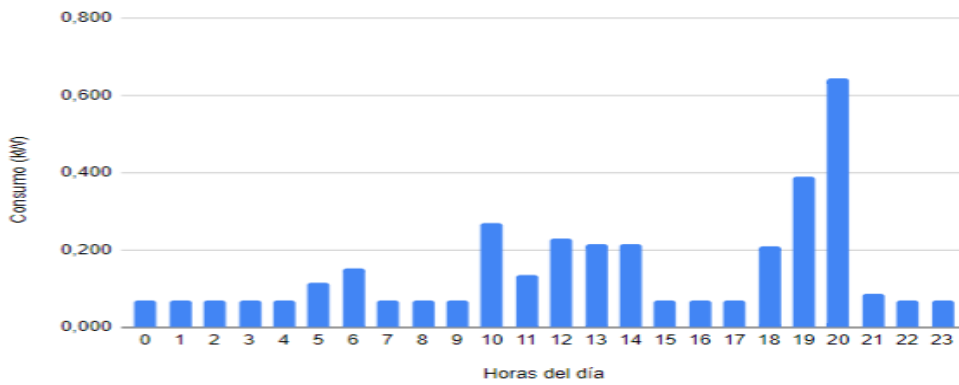


Figura A.3: Perfil de carga diario estimado para estrato tres.

A.2.4. Tabla de consumo estimada estrato cuatro

Se presenta las tablas estimadas de consumo diario para el estrato 4 en la ciudad de estudio (ver tablas A.14 y A.15).

cod	electrodomestico	cant	W/h	Kw	kW/m	kW/d	h/m	h/d
a	televisor	2	70	0,070	16,8	0,56	120	4,00
b	nevera	1	43,1	0,043	31	1,03	300	10,00
c	ilum. hab	1	9	0,009	1,62	0,05	180	6,00
d	ilum. cocina	1	9	0,009	1,08	0,04	120	4,00
e	ilum. baño	1	15	0,015	0,75	0,03	50	1,67
f	ilum. entrada-casa	1	9	0,009	0,81	0,03	90	3,00
g	ilum sala	1	9	0,009	0,81	0,03	90	3,00
h	licuadora	1	500	0,5	0,75	0,03	1,5	0,05
i	equipo de sonido	1	100	0,100	3	0,10	30	1,00
j	caja de tv cable	1	20	0,020	3,6	0,12	180	6,00
k	cargador de telefono	2	20	0,020	1,8	0,06	45	1,50
l	plancha	1	1000	1	6	0,20	6	0,20
m	licuadora	1	500	0,5	0,5	0,02	1	0,03
n	ducha electrica	1	1500	1,5	22,5	0,75	15	0,50
o	lavadora	1	750	0,75	6	0,20	8	0,27
p	sanduchera	1	750	0,75	0,75	0,03	1	0,03
q	computador portatil	1	60	0,06	1,8	0,06	30	1,00
s	horno microondas	1	1000	1	2,5	0,08	2,5	0,083
t	modem de internet	1	15	0,02	10,8	720	720	24

Tabla A.14: Listado de electrodomesticos para estrato cuatro.

Horas del día	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	q	s	t	Total (kW)/h
0		43,1																	15	0,058
1		43,1																	15	0,058
2		43,1																	15	0,058
3		43,1																	15	0,058
4		43,1																	15	0,058
5		43,1	9	9	15														15	0,091
6		43,1	9	9										750					15	0,826
7		43,1														25			15	0,083
8		43,1																	15	0,058
9		43,1						25							200				15	0,283
10		43,1							100										15	0,158
11		43,1																	15	0,058
12	70	43,1								20			16,67						15	0,165
13	70	43,1								20									15	0,148
14		43,1																	15	0,058
15		43,1																	15	0,058
16		43,1																	15	0,058
17		43,1																	15	0,058
18		43,1	9	9			9			20									15	0,105
19	140	43,1	9	9		9	9			20	40						60	83,3	15	0,437
20	140	43,1	9		10,05	9	9			20	20	200							15	0,475
21	140	43,1	9			9				20									15	0,236
22		43,1																	15	0,058
23		43,1																	15	0,058

Tabla A.15: Tabla estimada de consumo diario para el estrato cuatro.

Se estima un consumo diario y mensual de 3,763 kW y 112,9 kW respectivamente, con su respectivo perfil de carga en la Figura A.4.



Figura A.4: Perfil de carga diario estimado para estrato 4.

A.2.5. Tabla de consumo estimada estrato cinco

A continuación, se presenta las tablas estimadas de consumo diario para el estrato 5 en la ciudad de estudio (ver tablas A.16 y A.17).

cod	electrodomestico	cant	W	kW	kW/m	kW/d	h/m	h/d
a	televisor 55pulg	1	99	0,10	17,82	0,59	180	6
b	televisor 65pulg	1	110	0,11	19,8	0,66	180	6
c	nevera	1	44,4	0,04	32	1,07	720	24
d	ilum. hab	1	20	0,02	2,8	0,09	140	4,7
e	ilum. cocina	2	9	0,01	2,016	0,07	112	3,7
f	ilum. baño	1	20	0,02	0,66	0,02	33	1,1
g	ilum. entrada-casa	3	15	0,02	3,78	0,13	84	2,8
h	ilum sala	2	15	0,02	1,2	0,04	40	1,3
i	licuadora	1	500	0,50	0,75	0,03	1,5	0,05
j	cargador de telefono	3	30	0,03	4,05	0,14	45	1,5
k	plancha	1	1000	1,00	10	2,50	10	0,3
l	Cafetera	1	400	0,40	0,2	0,01	0,5	0,02
m	ducha electrica	1	1500	1,50	6	0,20	4	0,13
n	lavadora	1	750	0,75	6	0,20	8	0,27
o	sanduchera	1	750	0,75	1,5	0,05	2	0,07
p	computador portatil	2	70	0,07	4,2	0,14	30	1,00
q	modem de internet	1	15	0,02	10,8	720	720	24

Tabla A.16: Listado de electrodomesticos para estrato cinco.

Horas del día	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	q	Total (kW)/h
0			44,44														15	0,059
1			44,44														15	0,059
2			44,44														15	0,059
3			44,44														15	0,059
4			44,44	20		20							100				15	0,199
5			44,44	20	18		45	30							50		15	0,222
6	99	110	44,44									6,667					15	0,275
7			44,44														15	0,059
8			44,44											200			15	0,259
9			44,44														15	0,059
10			44,44														15	0,059
11			44,44						25								15	0,084
12	99	110	44,44														15	0,268
13	99		44,44														15	0,158
14			44,44														15	0,059
15			44,44														15	0,059
16			44,44														15	0,059
17			44,44		18			9								140	15	0,226
18	99	110	44,44		18		45						95				15	0,426
19	99	110	44,44	20	12,6		36				333,3						15	0,670
20	99	110	44,44	20		2				90							15	0,380
21		110	44,44	14						45							15	0,228
22			44,44														15	0,059
23			44,44														15	0,059

Tabla A.17: Tabla estimada de consumo diario para el estrato cinco.

Generando un consumo estimado diario y mensual de 4.11kW y 123.6kW respectivamente, con un perfil de carga como se observa en la Figura A.5.



Figura A.5: Perfil de carga diario estimado para estrato cinco.

A.2.6. Tabla de perfiles de demanda de todos los estratos

A continuación en la tabla A.18 se presentan el consumo estimado por hora de cada estrato.

Hora del día	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0	0,063	0,078	0,069	0,058	0,080	0,087
1	0,063	0,078	0,069	0,058	0,080	0,087
2	0,063	0,078	0,069	0,058	0,080	0,087
3	0,063	0,078	0,069	0,058	0,080	0,087
4	0,087	0,078	0,069	0,058	0,220	0,087
5	0,155	0,190	0,114	0,091	0,243	0,678
6	0,081	0,234	0,152	0,826	0,239	0,577
7	0,063	0,078	0,069	0,083	0,080	0,087
8	0,063	0,186	0,069	0,058	0,280	0,087
9	0,163	0,278	0,069	0,283	0,084	0,237
10	0,163	0,078	0,269	0,158	0,088	0,087
11	0,063	0,148	0,136	0,058	0,080	0,112
12	0,136	0,148	0,231	0,165	0,190	0,237
13	0,063	0,078	0,214	0,148	0,080	0,237
14	0,063	0,078	0,214	0,058	0,080	0,212
15	0,063	0,078	0,069	0,058	0,080	0,332
16	0,063	0,128	0,069	0,058	0,080	0,087
17	0,164	0,163	0,069	0,058	0,275	0,087
18	0,191	0,202	0,209	0,105	0,345	0,087
19	0,523	0,179	0,390	0,437	0,570	0,761
20	0,135	0,500	0,645	0,475	0,320	0,746
21	0,063	0,078	0,087	0,236	0,200	0,398
22	0,063	0,078	0,069	0,058	0,080	0,106
23	0,063	0,078	0,069	0,058	0,080	0,087
Total/día	2,669	3,360	3,566	3,763	4,014	5,683

Tabla A.18: Tabla de perfiles de demanda diario de cada estrato.

Apéndice B

Resultados de simulación para los estratos 1 al 5

En este anexo se encuentran los datos de simulación obtenidos en Homer Pro para cada uno de los estratos. Se muestra en tablas los datos relevantes para el análisis de viabilidad. Cada tabla presenta los datos del sistema fotovoltaico dimensionado y optimizado con sus variables tecnoeconómicas.

B.1. Resultado de simulación estrato 1

Los resultados obtenidos para el estrato 1 aparecen en la tabla B.1. El análisis de viabilidad

Estrato 1						
Consumo diario 2,55 kWh/d						
	Plate PV system capacity (kW)	Inverter system capacity (kW)	Operating Cost/yr \$	CAPEX (USD)		
	3,3	2,66	167,71	5743		
IRR %	ROI %	simple payback (years)	Present Worth \$	Annual Worth \$/year	NPC \$	LCOE \$/kwh
0,61	0,33	23,66	1282	45	1011,41	0,00744
Production plate PV kWh/yr	Production plate PV %/yr	Energy Purchased kWh/yr	Energy Purchased %/yr	Energy Sold kWh/yr	Net energy purchased kWh/yr	Energy Change \$/yr
4484	90,20%	487	9,79%	3862	-3375	267,6

Tabla B.1: Tabla de resultados para el estrato 1.

B.2. Resultado de simulación estrato 2

Los resultados obtenidos para el estrato 2 aparecen en la tabla B.2.

Estrato 2						
	Consumo diario 3,32 kWh/d					
	Plate PV system capacity (kW)	Inverter system capacity (kW)	Operating Cost/yr \$	CAPEX (USD)		
	4,26	3	194,49	7527		
IRR %	ROI %	simple payback (years)	Present Worth \$	Annual Worth \$/year	NPC \$	LCOE \$/kwh
0,55	0,29	24,07	1588	56	2040	0,01172
Production plate PV kWh/yr	Production plate PV %/yr	Energy Purchased kWh/yr	Energy Purchased %/yr	Energy Sold kWh/yr	Net energy purchased kWh/yr	Energy Change \$/yr
5979	90,10%	656	989,00%	3862	-3375	267,6

Tabla B.2: Tabla de resultados para el estrato 2.

B.3. Resultado de simulación estrato 3

Los resultados obtenidos para el estrato 3 aparecen en la tabla B.3.

Estrato 3						
	Consumo diario 3,63 kWh/d					
	Plate PV system capacity (kW)	Inverter system capacity (kW)	Operating Cost/yr \$	CAPEX (USD)		
	4,31	3	149,38	7602		
IRR %	ROI %	simple payback (years)	Present Worth \$	Annual Worth \$/year	NPC \$	LCOE \$/kwh Operating Cost
1,7	0,92	21,03	2967	105	3387	0,01944
Production plate PV kWh/yr	Production plate PV %/yr	Energy Purchased kWh/yr	Energy Purchased %/yr	Energy Sold kWh/yr	Net energy purchased kWh/yr	Energy Change \$/yr
5855	90,40%	621	9,59%	4851	-4230	282

Tabla B.3: Tabla de resultados para el estrato 3.

B.4. Resultado de simulación estrato 4

Los resultados obtenidos para el estrato 4 aparecen en la tabla B.4.

Estrato 4						
Consumo diario 3,738 kWh/d						
Plate PV system capacity (kW)		Inverter system capacity (kW)	Operating Cost/yr \$	CAPEX (USD)		
4,4		3	238,68	6452		
IRR %	ROI %	simple payback (years)	Present Worth \$	Annual Worth \$/year	NPC \$	LCOE \$/kwh
6,2	4,0	12,22	8067	286	281,54	-0,00123
Production plate PV kWh/yr	Production plate PV %/yr	Energy Purchased kWh/yr	Energy Purchased %/yr	Energy Sold kWh/yr	Net energy purchased kWh/yr	Energy Change \$/yr
7806	90,50%	823	9,54%	6709	-5885	372

Tabla B.4: Tabla de resultados para el estrato 4.

B.5. Resultado de simulación estrato 5

Los resultados obtenidos para el estrato 5 aparecen en la tabla B.5.

Estrato 5						
Consumo diario 4,1 kWh/d						
Plate PV system capacity (kW)		Inverter system capacity (kW)	Operating Cost/yr \$	CAPEX (USD)		
5,5		4,63	325,33	7458		
IRR %	ROI %	simple payback (years)	Present Worth \$	Annual Worth \$/year	NPC \$	LCOE \$/kwh
7,6	5,1	10,7	11628	412	1717,31	-0,00590
Production plate PV kWh/yr	Production plate PV %/yr	Energy Purchased kWh/yr	Energy Purchased %/yr	Energy Sold kWh/yr	Net energy purchased kWh/yr	Energy Change \$/yr
9758	91,70%	886	8,33%	8857	-7970	495,79

Tabla B.5: Tabla de resultados para el estrato 5.

Apéndice C

Datos complementarios para la simulación del estrato 6 y los demás estratos

En este apartado se muestran los datos y valores complementarios del resto de los estratos que se utilizaron para las simulaciones y analisis de resultados de viabilidad tecno economica de cada estrato.

C.1. Cotización del inversor-controlador.

Para los demás estratos se realizó el mismo procedimiento mostrado en la sección 4.2.2 del documento, lo que nos llevó a la selección detallada de los inversores-controladores para cada estrato de la siguiente manera, ver tabla C.1:

Marca	Serie	Pot. max PV (kW)	Vida útil (años)	Costo en pesos	Costo en dólares	Estrato de trabajo
Growatt	2500 TL-X	3500	15	\$2.301.258	505,0	Estrato 1
Growatt	3000 TL-X	4200	15	\$2.754.130	604,3	Estratos 2 y 3
Growatt	3600 TL-X	5040	15	\$2.752.000	603,9	Estrato 4
Growatt	4200 TL-X	5880	15	\$3.926.471	861,6	Estrato 5

Tabla C.1: Tabla de Inversor-Controlador elegidos para los estratos 1, 2, 3, 4 y 5.

C.1.1. Cotización de los gastos complementarios en los paneles fotovoltaicos para cada estrato

En la tabla C.2 se muestran las cotizaciones de los gastos complementarios para el resto de los estratos y los valores detallados del estrato 6.

Descripción	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5
Estructura Cubierta Metálica	\$243.646	\$243.646	\$243.646	\$222.319	\$243.646
Legalización	\$1.000.000	\$1.000.000	\$1.000.000	\$710.000	\$532.500
Contador bidireccional	\$296.875	\$296.875	\$296.875	\$197.916	\$148.437
Instalación	\$1.149.500	\$1.149.500	\$1.149.500	\$953.333	\$855.250
Transporte	\$250.000	\$250.000	\$250.000	\$166.666	\$125.000
Accesorios	\$133.262	\$133.262	\$133.262	\$133.262	\$133.262
Total costos adicionales	\$3.073.283	\$3.073.283	\$3.073.283	\$2.383.496	\$2.038.095
Total en dolares	\$674,37	\$674,37	\$674,37	\$523,01	\$447,22
Costo total de panel y costo adicionales (dolares)	\$893,27	\$893,27	\$893,27	\$741,91	\$666,12
Costo de reemplazo de panel (dolares)	\$525,99	\$525,99	\$525,99	\$464,66	\$434,00

Tabla C.2: Tabla de valores de gastos complementarios. Fuente propia.

C.1.2. Precio promedio del kilowatt para cada estrato.

En la tabla A.20 se muestra el valor de venta y compra del kilowatt con el que se realizó la configuración mostrada en la figura 4.7 del simulador para el resto de los estratos.

Precio de Kwh por estrato en Popayán con ajustes de subsidio y contribución						
Estrato	Precio promedio de Kwh comprado a la red por estrato entre enero y junio de 2023	Precio en dolares	% de subsidio	% de contribución	Precio de venta por Kwh (COP)	Precio en dolares
1	387,42	0,085	60	-	365,99	0,080
2	484,32	0,106	50	-		
3	777,72	0,171	15	-		
4	914,97	0,201	-	-		
5	1098,02	0,241	-	20		
6	1098,02	0,241	-	20		

Tabla C.3: Tabla de valores del precio de venta de la red a cada estrato. Fuente propia.

C.2. Ficha Técnica del inversor-convertidor

Hoja de datos	MIN 2500TL-X	MIN 3000TL-X	MIN 3600TL-X	MIN 4200TL-X	MIN 4600TL-X	MIN 5000TL-X	MIN 6000TL-X
Datos de entrada (CD)							
Máxima potencia PV recomendada (STC)	3500W	4200W	5040W	5880W	6440W	7000W	8100W
Máximo voltaje CD	500V	500V	550V	550V	550V	550V	550V
Voltaje de arranque	100V						
Voltaje nominal	360V						
Rango de voltaje de MPPT	80V-500V	80V-500V	80V-550V	80V-550V	80V-550V	80V-550V	80V-550V
Número de MPPTs	2						
Cadenas por MPPT	1						
Máxima corriente por MPPT	13.5A						
Corriente de corto circuito por MPPT	16.9A						
Salida (CA)							
Potencia nominal CA	2500W	3000W	3600W	4200W	4600W	5000W	6000W
Potencia aparente máxima	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA	4600VA	5000VA	6000VA
Corriente máxima de salida	11.3A	13.6A	16A	19A	20.9A	22.7A	27.2A
Voltaje nominal CA (Rango*)	Predeterminado: 240V fase dividida; opcional: 208V & 240V monofásico, 183-228@208V 211-264@240V						
Frecuencia de red CA (Rango*)	50Hz/60Hz (45-55Hz/59.5-60.5Hz)						
Factor de potencia nominal /ajustable	>.99 / +0.8 ... -0.8						
Distorsión armónica total	<3%						
Tipo de conexión CA	Monofásico						
Eficiencia							
Máxima eficiencia	98.2%	98.2%	98.2%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
Eficiencia europea	97.1%	97.1%	97.2%	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%
Eficiencia del MPPT	99.9%						
Dispositivos de protección							
Protección de polaridad inversa CD	Sí						
Interrupción CD	Sí						
Protección contra sobretensión CA/CD	Clase III / Clase II						
Protección de corto circuito CA	Sí						
Protección contra sobretensión AC	Sí						
Monitoreo de falla a tierra	Sí						
Monitoreo de red	Sí						
Protección anti-isla	Sí						
Monitoreo de corriente residual	Sí						
AFCI	Sí						
Datos generales							
Dimensiones	375/350/160mm						
Peso	10.8Kg						
Rango de temperatura de operación	- 25 °C ... + 60 °C						
Altitud	4000m						
Autoconsumo (noche)	< 1W						
Topología	Sin transformador						
Enfriamiento	Convección natural						
Grado de protección	IP65						
Humedad relativa	100%						
Conexión DC	H4/MC4 (opcional)						
Conexión AC	Conector						
Pantalla	OLED+LED						
Comunicación: RS485 / USB / WIFI / GPRS / RF/LAN	Sí/Sí/Opc/Opc/Opc/Opc						
Garantía: 5 años / 10 años	Sí/Opc						
CE, IEC62109, G98, G99, VDE0126-1-1, AS4777, AS/NZS 3100, VDE-AR-N4105, CQC, IEC61683, IEC60068, IEC61727, IEC62116, INMETRO, UL1741, IEC61547							

* El rango de voltaje y frecuencia de CA puede variar dependiendo del estándar de la red del país.
Todas las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

Figura C.1: Ficha Técnica Inversores Growatt.

C.3. Ficha Técnica panel fotovoltaico.

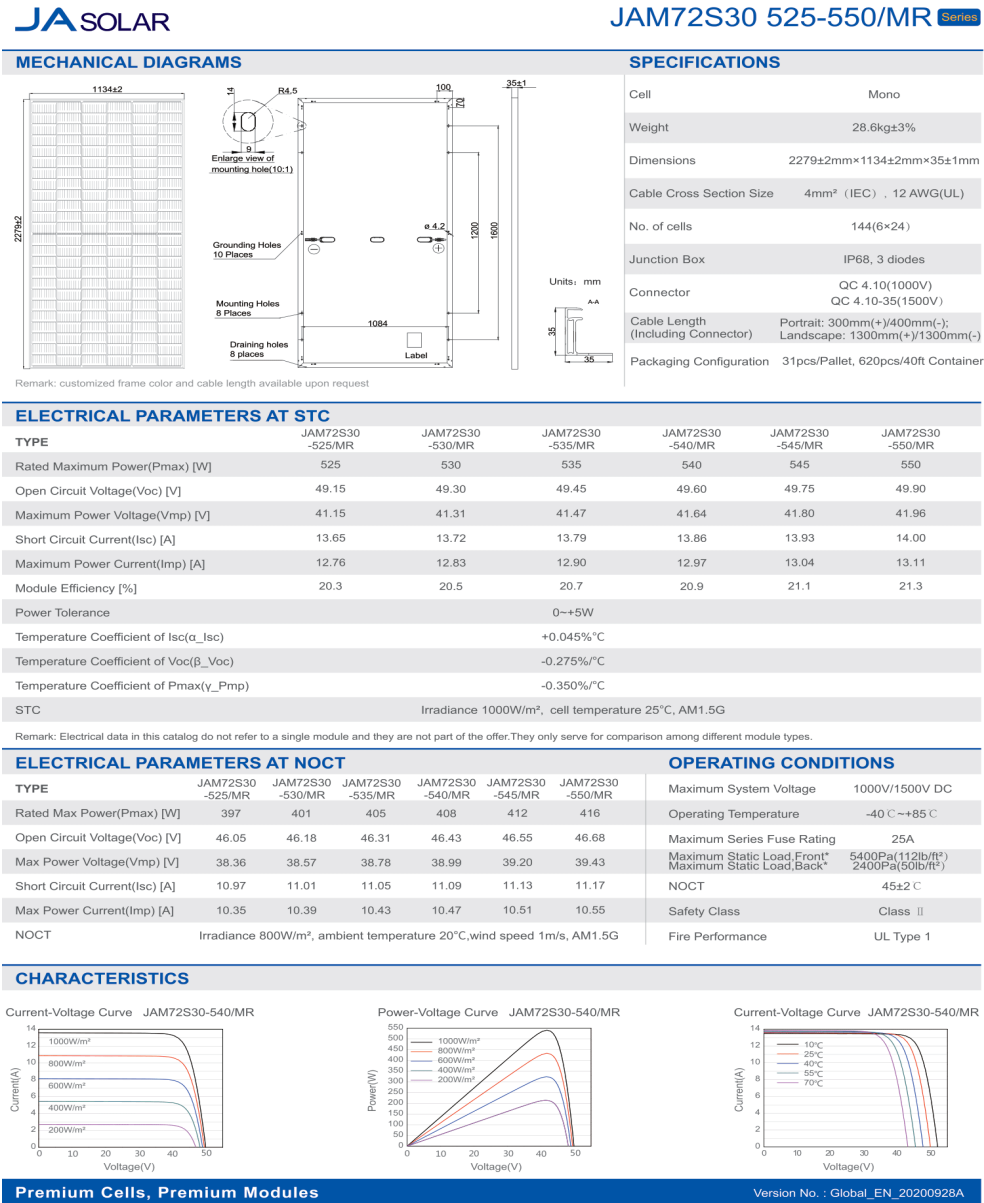


Figura C.2: Ficha Técnica panel fotovoltaico JA SOLAR.

Apéndice D

Cotizaciones en empresas colombianas

Las elementos de este anexo se organizaron con los componentes que utilizados por la empresa al momento de solicitar las cotizaciones a la misma. Los paneles e inversor de estas cotizaciones son diferentes a los escogidos y utilizados en este estudio durante la simulación.

D.1. Empresa 1

La cotización de la tabla D.1 muestra características generales y costos de los kits solares ofrecidos por la empresa. Se hace la aclaración que la cotización emitida por la empresa no incluye el costo de transporte, ya que la empresa no se encarga de esta actividad, donde se consideró un aumento menor al 4% en la compra de los paneles fotovoltaicos e inversor..

Empresa 1									
Autosolar Energía de Colombia S.A.S									
www.autosolar.co									
Sistemas conectados a la red									
Potencia Wp	kWh/día	\$ Precio Kit (+IVA)	Paneles	Inversor - controlador	instalación	legalización	precio total	Precio en Dolares	Estrato
3270	10,2	\$13.115.073	6 MC x 545 W	2500TL-X	\$4.598.000	\$4.000.000	\$21.713.073	\$4.764,47	Estrato 1
4360	13,8	\$16.273.363	8 MC x 545 W	MIN 3000TL-X	\$5.720.000	\$4.260.000	\$26.253.363	\$5.760,74	Estrato 2 y 3
5450	17,2	\$19.538.646	10 MC x 545 W	MIN 4200TL-X	\$6.842.000	\$4.830.000	\$31.210.646	\$6.848,51	Estrato 4
5450	17	\$24.742.878	10 MC x 545W	Fronius Primo UL 5,0-1	\$7.964.000	\$5.530.000	\$37.873.533	\$8.310,54	Estrato 5
6540	20	\$24.379.533	12 MC x 545 W	6000TL-X doble MPPT	\$9.086.000	\$6.000.000	\$39.828.878	\$8.739,60	Estrato 6

Todas las cotizaciones incluyen los accesorios, montaje, monitoreo Wifi y vatimetro

Tabla D.1: Tabla de cotización de empresa 1

D.2. Empresa 2

La cotización de la tabla D.2 muestra características generales y costos de los kits solares ofrecidos por la empresa. Se hace la aclaración que dicha cotización no incluye el costo de transporte, ya que la empresa no se encarga de esta actividad, donde se consideró un aumento del 3-4 % en la valor de los paneles fotovoltaicos e inversor.

Empresa 2									
Solartex Colombia S.A.S.									
Sistemas conectados a la red									
Potencia Wp	kWh/día	Precio Kit (+IVA)	Paneles	Inversor - controlador	instalación	legalización	precio total	Precio en Dolares	Estrato
3250	13000 W	15.790.758	10 MC x 325 W	2000 EKTL-L1	\$4.132.000	\$4.632.000	21.672.758	\$4.755,62	Estrato 1 y 2
3900	15600 W	17.631.839	10 MC x 390W	3,8 KW	\$4.250.000	\$4.976.000	23.857.839	\$5.235,09	Estrato 3
5460	21840 W	22.499.558	14 MC x 390W	2000 5KTL-L1	\$4.961.000	\$5.101.000	27.811.558	\$6.102,65	Estrato 4 y 5
7120	28480 W	26.081.558	16 MC x 445W	7,6KW	\$5.320.000	\$5.248.000	32.149.558	\$7.054,53	Estrato 6
Todas las cotizaciones incluyen los accesorios, montaje y vatímetro									

Tabla D.2: Tabla de cotización de empresa 2.