



**ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: DIAGNÓSTICO, PERSPECTIVAS Y
DESEMPEÑO EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA**

ALEJANDRA MARÍA RESTREPO FRANCO

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MANIZALES
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA
MANIZALES, COLOMBIA
AÑO 2021**

**ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: DIAGNÓSTICO, PERSPECTIVAS Y
DESEMPEÑO EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA**

Autora

ALEJANDRA MARÍA RESTREPO FRANCO

Proyecto De Trabajo De Grado Presentada(O) Como Requisito Parcial Para Optar Al

Título De:

MAGISTER EN INGENIERÍA

Director (a):

PHD FRANCY NELLY JIMÉNEZ GARCÍA

Codirector (a):

PHD YURI ULIANOV LÓPEZ CASTRILLÓN

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

ENERGÍA

GRUPO DE INVESTIGACIÓN:

FÍSICA Y MATEMÁTICAS PARA LA FORMACIÓN DE INGENIEROS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MANIZALES

FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA

MANIZALES, COLOMBIA

AÑO 2021

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado la vida y permitirme haber llegado hasta este momento tan importante en mi formación profesional. A mi madre, por ser el pilar más importante, por demostrarme siempre su cariño, amor incondicional y siempre creer en mí.

AGRADECIMIENTOS

- A la Universidad Autónoma de Manizales por su formación en la Maestría en Ingeniería y apoyo en el desarrollo de este proyecto de investigación.
- A la Doctora Francy Nelly por su apoyo incondicional en el transcurso de mi formación profesional e investigativa y siempre creer en mis procesos.
- A mi familia por su comprensión y apoyo en mi proceso de formación profesional.
- A mis compañeros de maestría Juanita, Mario y Jenny por su apoyo constante frente a los nuevos retos que se nos presentaban en nuestra formación.
- A los Doctores Luis Fernando Mulcue, Ricardo Moreno y Yuri Ulianov López por sus aportes en esta investigación y su apoyo.
- A la Empresa electrificadora del Valle del Cauca (CELSIA), por aportar gran parte de la información para desarrollar esta investigación.
- Y a todos aquellos que contribuyeron de una u otra forma a la culminación exitosa de este proceso.

RESUMEN

En este proyecto de investigación se presenta una caracterización de sistemas solares fotovoltaicos instalados a red en el Departamento del Valle del Cauca. Para el primer objetivo de la investigación se realizó la estimación del potencial de radiación solar en 5 subregiones del departamento a partir de información climática registrada en las bases de datos del IDEAM y bases de datos remotas de NASA y NREL. Con esta información se obtuvieron los promedios históricos diarios de radiación solar anual para las 5 subregiones a partir de análisis estadísticos descriptivos e inferenciales. En el segundo objetivo se realizó un diagnóstico de algunos sistemas solares fotovoltaicos conectados a red instalados en el departamento, a partir de información encontrada en Celsia y UPME, que permitió determinar los proyectos registrados, su ubicación, capacidades instaladas y sector de la economía; además se desarrolló un análisis general, ambiental, técnico y financiero de diferentes proyectos. Finalmente, se realizó un estudio de caso en el desempeño energético de 4 sistemas instalados en viviendas que se encuentran en el departamento objeto de estudio y se pudieron determinar características de rendimientos y performance ratio característicos de la región. El conocimiento de los sistemas solares existentes en la región, de la radiación solar en diferentes sitios del departamento y del desempeño energético bajo las condiciones ambientales propias permitió establecer perspectivas para la implementación de esta forma de energía en el Valle del Cauca.

Palabras Clave: Energía solar fotovoltaica, radiación solar, rendimiento energético

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	12
2	ANTECEDENTES	16
3	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN Y SU JUSTIFICACIÓN	22
3.1	DESCRIPCIÓN DEL ÁREA PROBLEMÁTICA	22
4	JUSTIFICACIÓN	26
5	REFERENTE TEÓRICO	29
5.1	ENERGÍA SOLAR	29
5.2	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	30
5.3	TIPOS Y TECNOLOGÍAS DE CELDAS SOLARES	31
5.4	SISTEMAS DE GENERACIÓN CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	32
5.5	RADIACIÓN SOLAR	33
5.4	MODELO DE ANGSTRÖM- PRESCOTT	36
5.6	HERRAMIENTAS DE DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN DE SSFV	38
5.7	MODELO PARA CALCULAR PERFORMANCE RATIO (PR) DE UN SSFV	39
5.8	ANÁLISIS DE ADOPCIÓN DE ESFV EN DIFERENTES REGIONES	41
6	REFERENTE LEGAL	45
7	REFERENTE CONTEXTUAL	48
8	OBJETIVOS	50
8.1	OBJETIVO GENERAL	50
8.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	50
9	METODOLOGÍA	51
9.1	METODOLOGÍA PARA ESTIMAR EL POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA A PARTIR DE LA INFORMACIÓN	

CLIMÁTICA EXISTENTE	52
9.2 METODOLOGÍA PARA CARACTERIZAR LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA INSTALADAS EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA	55
9.3 METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL DESEMPEÑO ENERGÉTICO DE ALGUNOS SISTEMAS SOLARES FOTVOLTAICOS INSTALADOS EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA	56
10 RESULTADOS	60
10.1 POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA	60
10.1.1 Irradiación Solar Global Horizontal Desde Las Estaciones Del IDEAM	60
10.1.2 Evaluación De La Irradiación Solar Global Horizontal Según Datos Del NREL	66
10.1.3 Evaluación De La Irradiación Solar Global Horizontal Según Datos De La NASA	68
10.1.4 Comparación De Resultados IDEAM NASA NREL	71
10.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA INSTALADOS EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA	74
10.2.1 Análisis General	74
10.2.2 Análisis Ambiental	80
10.2.3 Análisis Financiero	82
10.2.4 Análisis Técnico	85
10.3 DESEMPEÑO ENERGÉTICO DE ALGUNOS SISTEMAS SOLARES FOTVOLTAICOS INSTALADOS EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA	90
10.3.1 Análisis de Generación, Consumo e Inyección por vivienda	90

10.3.2	Comparación Generación, Consumo e Inyección	93
10.3.3	Análisis diario para una vivienda	96
10.3.4	Análisis de PR teórico y real para SSFV conectados a red en el departamento del Valle del Cauca	100
11	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	103
12	CONCLUSIONES	108
13	RECOMENDACIONES	110
14	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111
15	ANEXOS	118
15.1	ANEXO 1. INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	118
15.2	ANEXO 2. ALGORITMO DE PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN NREL	125
15.3	ANEXO 3. ALGORITMO DE PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN NASA	132
15.4	ANEXO 4. EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DE LOS DATOS	136

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Potencial de Irradiación global media recibida en superficie para algunas de las principales ciudades del País	17
Tabla 2. Descripción Incentivos Tributarios Ley 1715 DE 2014	43
Tabla 3. Regulaciones y Decretos.....	45
Tabla 4. Estaciones del IDEAM con datos de hrs para el departamento del Valle del Cauca	60
Tabla 5. Promedio diario anual $G_{da}(0)$ de irradiación calculado de los datos del IDEAM	63
Tabla 6. Análisis para estación meteorológica de la subregión sur	65
Tabla 7. Coeficientes de la ecuación de Angstrom para el Valle del Cauca	66
Tabla 8. Promedio diario anual G_{da0} de irradiación horizontal para NREL	67
Tabla 9. Promedio diario anual G_{da0} de irradiación horizontal para NASA	69
Tabla 10. Comparación promedios de irradiación diaria anual $G_{da}(0)$, entre las bases de datos IDEAM, NASA Y NREL.....	72
Tabla 11. Comparación de resultados de irradiación G_{da} de NASA y NREL	73
Tabla 12. Comparación de resultados de irradiación $G_{da}(0)$ para la Subregión Sur del IDEAM, NASA y NREL	73
Tabla 13. Sistemas SSFV de mayor capacidad.....	76
Tabla 14. <i>Proyectos con mayor participación de emisiones</i>	81
Tabla 15. Módulos fotovoltaicos presentes en el departamento del Valle del Cauca.....	86
Tabla 16. Centrales hidroeléctricas ubicadas en el departamento del Valle del Cauca	88
Tabla 17. Características viviendas analizadas	90
Tabla 18. PR Teórico	100
Tabla 19. Pr teórico y real para SSFV conectados a red.....	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de la energía solar incidente en la Tierra.....	30
Figura 2. Tecnologías de células solares.....	31
Figura 3. Energía del sol que llega a la tierra	34
Figura 4. Sensores Remotos y SIG	35
Figura 5. Gráfico de FI para Cali	39
Figura 6. Subregiones Departamento del Valle del Cauca	48
Figura 8. Metodología objetivo 1- Potencial Solar.....	53
Figura 9. Operacionalización de variables a partir de información climática existente	54
Figura 10. Metodología objetivo 2 - Caracterización de la región	56
Figura 11. Metodología objetivo 3- Desempeño energético.....	57
Figura 12. Ubicación instrumentos de control.....	58
Figura 13. Operacionalización de las variables desempeño energético.....	59
Figura 14. Localización de las estaciones del IDEAM en las zonas del departamento del Valle del Cauca.....	62
Figura 15. Datos NREL, promedio diario mensual de irradiación superficial $G_{dm} (0)$	67
Figura 16. Datos NASA, promedio diario mensual de irradiación superficial $G_{dm} (0)$	69
Figura 17. Cercanía entre subregiones para datos NASA.....	70
Figura 18. Comparación promedios de irradiación diaria anual G_{da0} , entre las bases de datos IDEAM, NASA Y NREL.....	71
Figura 19. SSFV en el departamento del Valle del Cauca.....	75
Figura 20. Sectores de la economía de los SSFV	78
Figura 21. Zona donde se encuentran los SSFV	78
Figura 22. Capacidad instalada en SSFV del Valle del Cauca	80
Figura 23. Reducción de emisiones de GEI.....	82
Figura 24. Empresas promotoras de ESFV.....	83
Figura 25. Inversión en los SSFV del Valle del Cauca en millones de pesos	84
Figura 26. Incentivos tributarios presentes en el departamento del Valle del Cauca	85
Figura 27. Área instalada en módulos fotovoltaicos en el Valle del Cauca	87
Figura 28. GCI Vivienda 1.....	91

Figura 29. GCI Vivienda 2.....	92
Figura 30. GCI Vivienda 3.....	92
Figura 31. GCI Vivienda 4.....	93
Figura 32. Generación para las 4 viviendas	94
Figura 33. Consumo para las 4 viviendas	95
Figura 34. Inyección para las 4 viviendas.....	96
Figura 35. GCI diario para el mes de Febrero	97
Figura 36. GCI para el mes de Abril.....	98
Figura 37. GCI diario para el mes de Julio	99
Figura 38. PR real para 4 SSFV conectados a red	101
Figura 39. Procesamiento en python información NREL.....	125
Figura 40. Procesamiento en python para información de NASA.....	132

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, el desarrollo industrial y la concientización ambiental han transformado la manera de pensar y actuar por parte de las personas y empresas que buscan procesos amigables con el medio ambiente, que lleven a disminuir la huella de carbono (Restrepo, Becerra, & Tibaquirá, 2016). Por ello cobra importancia el concepto de conciencia ambiental, que es un pilar fundamental en el mundo globalizado, donde la sostenibilidad depende fundamentalmente de tres dimensiones: la ambiental, la social y la económica (Rajesh, 2018).

La electricidad resulta vital para el desarrollo de la sociedad y constituye una pieza fundamental para afrontar los principales retos sociales en el camino hacia el desarrollo sostenible (Iberdrola, n.d.). Como cualquier otra actuación humana, las actividades necesarias para generar, transportar y distribuir la electricidad dan lugar a determinados efectos sobre el medio ambiente.

El rápido crecimiento de la población, el desarrollo tecnológico, la industrialización, la urbanización y el aumento de las actividades comerciales incrementan la demanda energética de los países en desarrollo en todo el mundo. El tema energético como indicador del desarrollo económico y social de los países atrae un gran interés ya que la energía tiene una importancia estratégica en términos de aspectos técnicos, legales y económicos, relaciones internacionales y contaminación ambiental (Zeren & Akkuş, 2020).

La generación de energía eléctrica conlleva al consumo de recursos naturales principalmente fósiles los cuales emiten a la atmósfera gases de efecto invernadero (GEI) que generan de forma impactos a nivel global: consumo de agua, un bien cada vez más escaso; generación de residuos convencionales y nucleares; y finalmente, la ocupación del territorio, por la implantación de infraestructuras que tienen efectos sobre ciertos espacios naturales y sobre la flora y la fauna del entorno (David, Buccieri, & Silva Rocha Rizol, 2021). Estos efectos se controlan y se tratan de minimizar mediante medidas preventivas y correctivas, ejemplo de esto es el incremento del uso de las energías renovables (ER) a nivel mundial que ha registrado un crecimiento exponencial, la capacidad instalada cambia

de 1.136.226 megavatios (MW) en 2009 a 2.350.755 MW en 2018 (Renewable Energy Agency, 2020), la cual se mide como la capacidad de generación neta máxima de las centrales eléctricas y otras instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables para producir electricidad.

El sector de las ER sigue siendo uno de los más dinámicos, de cambio rápido y transformador de la economía mundial. Se logra un fuerte crecimiento en energía renovable a través de una mayor competitividad en la energía solar (Zeren & Akkuş, 2020), en 2009 la capacidad instalada era de 23.371 MW en comparación con 485.826 MW en 2018 y en energía solar fotovoltaica aumentó globalmente de 22.606 MW en 2009 a 480.357 MW en 2018 (Renewable Energy Agency, 2020), la tendencia de crecimiento en la capacidad instalada de los sistemas de energía solar fotovoltaica es evidente.

En América Central y el Caribe, la diversificación de los recursos energéticos es clave ya que la región depende en gran parte de la energía hidroeléctrica. Su vulnerabilidad es evidente debido a los eventos meteorológicos y los cambios en el régimen hidrológico, especialmente por la Oscilación del Sur asociada con los fenómenos de El Niño y La Niña (Restrepo-Trujillo, Moreno-Chuquen, & Jiménez-García, 2020) (Boodoo, McClain, Vélez Upegui, & Ocampo López, 2014). Por lo tanto, la región busca mecanismos para diversificar la matriz energética utilizando recursos renovables como el sol. En este sentido vale la pena indicar que la capacidad instalada en Colombia de energía fotovoltaica creció cinco veces de 341 MW en 2014 a 1737 MW en 2018 (Renewable Energy Agency, 2020). Las plantas de energía solar fotovoltaica (ESFV) representan opciones financieramente competitivas en comparación con otras tecnologías (World, n.d.). Entre las energías renovables (ER) más destacadas en Colombia está la energía solar, la cual se ha convertido en el tipo de energía más inclusiva y aceptada. La ubicación geográfica privilegiada para la irradiación energética, el desarrollo de nuevas tecnologías, el auge de nuevos mercados de energías renovables no convencionales y los beneficios tributarios de la Ley 1715 del 2014 (CELSIA, n.d.) han generado un entorno ideal para el desarrollo de pequeños y grandes proyectos basados en este tipo de energía, que convierten al país en un referente de desarrollo de ER.

El costo de inversión era considerado como la principal barrera para la implementación de energía solar masiva hace algunas décadas, pero en la actualidad constituye el principal atractivo para los gobiernos y los inversionistas que no pertenecen al sector, gracias a que los costos de la tecnología han disminuido de forma considerable en la última década (Burnett & Hefner, 2021). La electricidad producida en lugares con un fuerte recurso solar es actualmente competitiva frente a otros como el uso de combustibles fósiles y para numerosas regiones aisladas ya que es una fuente más barata, modular y limpia para la generación de energía.

El departamento del Valle del Cauca fue elegido como el área de enfoque de estudio ya que la región tiene una gran cantidad de luz solar natural durante todo el año, según Gómez et al. (2017) las condiciones naturales en la región son favorables para la generación fotovoltaica y los niveles de radiación a lo largo del año son buenos. De acuerdo con los mapas de radiación solar sobre una superficie plana media recibida en superficie (IDEAM, n.d.-a) en la ciudad de Cali, capital del departamento de Valle del Cauca, se pueden alcanzar valores entre 4 y 4.6 kWh.día/m², lo que garantiza la generación de electricidad con sistemas fotovoltaicos.

En el departamento del Valle del Cauca se han venido desarrollando algunos proyectos conectados a red que involucran la generación de ESFV, pero son poco conocidos. Si bien la región se ha caracterizado por tener una gran capacidad de generación de energía a partir de los sistemas solares fotovoltaicos (SSFV) se requiere más difusión de tales proyectos. Es importante conocer los lineamientos que se han seguido para su proceso administrativo, procedimientos de acceso y conexión, equipamiento tecnológico instalado, disponibilidad de energía y su aplicación en el modo de generación distribuida a través del tiempo, de tal manera que puedan darse a conocer a la comunidad para difundir las buenas prácticas y las lecciones aprendidas para futuras implementaciones, y propender por un mayor desarrollo de estas tecnologías en la región y el país.

El objetivo de esta investigación es caracterizar las perspectivas y desempeño de la energía solar fotovoltaica en el Departamento del Valle del Cauca. El factor de novedad de este

trabajo radica en el reconocimiento del potencial de energía solar del departamento desde la caracterización de los proyectos fotovoltaicos instalados a red a partir de la información de diferentes bases de datos, y la evaluación del desempeño energético de algunos SSFV conectados a red.

El presente documento se inicia con la descripción del planteamiento del problema, seguidamente se realiza una recopilación de antecedentes de la ESFV y los SSFV en Colombia. Posteriormente se presenta el referente contextual, normativo y teórico del trabajo, se presenta la metodología seguida para el desarrollo de cada uno de los objetivos. Se presentan, además, los resultados del estudio del potencial solar en el Valle del Cauca, la caracterización de los SSFV conectados a red y la evaluación del desempeño energético de 4 SSFV sistemas conectados a red instalados en el Departamento. Finalmente, se realiza una discusión de resultados y se presentan las principales conclusiones y recomendaciones del trabajo.

2 ANTECEDENTES

La creciente demanda de recursos de energía renovable en todo el mundo ha obligado a los científicos e ingenieros a hacer todo lo posible para fabricar sistemas fotovoltaicos con mayor eficiencia. Se han hecho enormes avances tecnológicos que han conducido a un aumento significativo de la eficiencia de conversión de las celdas solares, sin embargo, esta conversión está limitada por el hecho de que en celdas convencionales solo se aprovecha una parte del espectro solar (Dincer & Meral, 2010). Para avanzar cada vez más en tecnologías solares, es necesario tener un conocimiento preciso de las predicciones del recurso solar, eficiencia y desempeño de los sistemas instalados. El estudio, la profundización y el perfeccionamiento de los modelos de predicción de la irradiación solar se convierten en pilar fundamental del desarrollo y apuesta definitiva por las tecnologías solares para la producción de electricidad. Cuanto más precisas son las predicciones, las fuentes productoras de electricidad a partir del recurso solar son más fiables.

A nivel nacional las instituciones y los investigadores han realizado una estimación del potencial en energía solar, aunque se han realizado en pequeñas regiones del país. De igual forma algunas instituciones han realizado diferentes proyectos en zonas de mayor potencial con el fin de aprovechar estos recursos. Hasta el año 2009 se hablaba de que los logros en investigación y desarrollo en proyectos solares fotovoltaicos eran modestos; el desarrollo no correspondía ni al potencial de varias fuentes ni a las posibilidades de un desarrollo local, que permitiera al país realizar tecnologías energéticas liberadas de las tradicionales dependencias de tecnologías foráneas.

Colombia ha venido desarrollando y publicando información desde los años 1970 acerca de la radiación solar por medio de estaciones meteorológicas del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), la cual ha sido procesada para ser transformada en información relevante para el sector energético. La energía solar se ha evaluado para varias regiones como la Costa Atlántica (Rodríguez, 1989), la Sabana de Bogotá (Gómez-Ramírez, Murcia-Murcia, & Cabeza-Rojas, 2018), posteriormente, se publicaron varios estudios que complementaron la información sobre radiación solar en el país (Murcia, 2009). En Colombia se cuenta con un potencial positivo de ESFV frente al

resto del mundo; aunque se presentan variaciones, los datos evidencian que en todo el territorio el promedio de irradiación solar es alto (Checa, 2015). El mayor potencial en Colombia se encuentra en las regiones de la Costa Atlántica y Pacífica, la Orinoquía y la Región Central (Gómez-Ramírez et al., 2018)

En la Tabla 1 se muestra el recurso solar de algunas ciudades principales de Colombia, se nombra la estación meteorológica que reporta, el departamento al que pertenece cada municipio, valores de latitud, longitud y elevación (m.s.n.m.), el promedio anual por día de radiación solar, los años de información de cada estación y las fechas específicas desde cuando se recolecta la información. Se pueden observar ciudades con valores de radiación solar entre 3.6 kWh.día/m² y 5.9 kWh.día/m² lo que determina regiones propicias y potenciales en cuanto a recurso solar.

Tabla 1. Potencial de Irradiación global media recibida en superficie para algunas de las principales ciudades del País

Estación	Municipio	Departamento	Latitud y Longitud	Elevación (m.s.n.m)	Promedio Anual kWh.día/m²	Años de información	Fecha Inicio	Fecha Final
Aeropuerto el Dorado	Bogotá	Cundinamarca	4.71/-74.15	2541	4.04	23	Mar-81	Dic-04
Aeropuerto Olaya Herrera	Medellín	Antioquia	6.22/-75.58	1490	4.34	10	Ene-85	Jun-97
Las Flores	Barranquilla	Atlántico	11.04/-74.82	2	5.95	6	Nov-09	Dic-14
Aeropuerto Rafael Núñez	Cartagena	Bolívar	10.43/-75.5	2	5.55	7	Feb-90	Dic-00
UPTC	Tunja	Boyacá	5.55/-73.53	2690	4.66	6	Ene-96	Dic-01

E.M.A.S	Manizales	Caldas	5.09/ -75.51	2207	3.77	10	May-05	Dic-14
U. Tecnológica de Magdalena	Santa Marta	Magdalena	11.22/ -74.19	7	5.41	7	Ago-07	Dic-14
Aeropuerto Vanguardia	Villavieja	Meta	4.15/ -73.62	423	4.75	14	Ene-90	Dic-14
Botana	Pasto	Nariño	1.16/ -77.28	2820	3.74	10	May-05	Abr-03
Aeropuerto Camilo Daza	Cúcuta	Norte de Santander	7.92/ -72.5	250	4.44	12	Sep-89	Nov-13
Armenia	Armenia	Quindío	4.53/ -75.69	1458	3.93	10	Dic-05	Nov-96
Aeropuerto Matecaña	Pereira	Risaralda	4.8/ -75.13	1342	4.21	7	Oct-90	Oct-13
Aeropuerto Sesquicentenario	San Andrés	San Andrés y Providencia	12.58/ -81.7	1	4.82	3	Ene-01	Dic-14
Aeropuerto Perales	Ibagué	Tolima	4.42/ -75.13	928	4.66	9	Nov-89	Dic-14
Univalle	Cali	Valle del Cauca	3.38/ -76.53	992	4.33	9	Nov-06	Dic-14
Macagual-Florencia	Florencia	Caquetá	1.5/ -75,66	257	3.61	10	Jul-05	Dic-14
Aeropuerto	Riohacha	La Guajira	11.52 / -72.92	4	5.61	17	Sep-91	Mar-14

Almirante Padilla								
----------------------	--	--	--	--	--	--	--	--

Fuente:(IDEAM, n.d.-a). Elaboración Propia

También se han realizado diferentes estudios de predicción de irradiancia solar, algunos de ellos basados en el análisis del Modelo de Bird y Hulstrom Bird para la estimación del recurso solar disponible en la ciudad de Barranquilla y su área metropolitana (Vanegas & Arrieta, 2015). Por otro lado, en la zona cafetera del país se estudió una nueva relación entre la radiación solar global medida en una superficie horizontal y el número de horas de sol en 17 estaciones meteorológicas localizadas en la región, para el período 1988- 2002 (Guzmán Martínez et al., 2013). Se realizaron correlaciones lineales entre el índice de claridad promedio mensual diario (RG/RA) y el brillo solar relativo (n/N) con la ecuación obtenida por Angström-Prescott aplicada a cada una de las estaciones. Lo que demostró que son modelos satisfactorios que se pueden utilizar para la estimación de la radiación solar global en sitios donde solo se cuenta con datos de horas de brillo solar como sucede en la región objeto de estudio. Para la región del Valle del Cauca en el año 2011 se evaluó y analizó el recurso y potencial de energía solar fotovoltaica (López, 2011). Este estudio se realizó basado en valores de radiación solar de información del recurso desde el Atlas publicado por agencias del gobierno, se presentó un análisis de comparación y contraste con mediciones directas y reales lo que dio como resultados valores meteorológicos muy diferentes de radiación solar entre el Darién y ciudades aledañas del Valle del Cauca como Buga, Buenaventura y Cali.

Además de las investigaciones mencionadas, actualmente varias empresas están incursionando en el diseño y la planeación de nuevas estrategias en la cadena de suministro energético, lo cual se evidencia en el desarrollo de importantes proyectos solares en el país. En el departamento de Cundinamarca se encuentran diversas implementaciones solares sobresalientes instaladas en centros de recreación y supermercados que se consideran macro-proyectos. La instalación más grande se puede encontrar en el supermercado Alkosto instalado en el año 2014 en el área noreste de Bogotá, que presenta una capacidad instalada de 268.5 kWp y es generada por 1.053 módulos fotovoltaicos. La segunda

instalación solar se encuentra en el Centro Comercial Plaza de las Américas (2015), con una instalación de 810 módulos fotovoltaicos, que produce aproximadamente 24 MWh por mes. También es de destacar los proyectos en el contexto educativo, por ejemplo, en la Escuela del Distrito Ramón Jimeno en el año 2015 se implementó un sistema fotovoltaico con una instalación de 148 módulos y una capacidad instalada de 35.5 kWp en la ciudad de Bogotá.

En el departamento del Atlántico hasta el 2018 había un total de 865 kWp instalados. En el año 2015 se implementaron algunos de sus proyectos más importantes: el supermercado Éxito Panorama donde se encuentra una instalación de 2.070 módulos fotovoltaicos con una capacidad total de 507 kWp; y en la empresa Auto norte Barranquilla se encuentran instalados 400 módulos fotovoltaicos con una potencia instalada de 100kWp inyectado a la red.

Antioquia, el segundo departamento más grande del país, tiene una capacidad total de 138,9 kWp en sistemas fotovoltaicos dentro de los diversos proyectos tanto en la capital como en el área interurbana. Uno de los proyectos más destacados se encuentra en el sector regional de Girardota, se han instalado 184 módulos fotovoltaicos, de los cuales la compañía de motocicletas Incolmos Yamaha ha ubicado 144 módulos fotovoltaicos con una potencia solar total de 36 kWp conectados a la red.

Desde la Universidad Autónoma de Manizales se han venido desarrollando proyectos de investigación alrededor del análisis de diferentes regiones del país en energía solar fotovoltaica, en el departamento del Putumayo para evaluar el potencial de energía por irradiación solar se analizaron 10 estaciones del IDEAM que reportaron datos de brillo solar total mensual. Se evaluaron los promedios mensuales, y se observó la misma tendencia en todos los datos, a principio de año se observan altos valores de brillo solar que disminuyen hasta la mitad del año y luego vuelven a subir hasta el final de año (Luna, 2019).

En el departamento de Caldas se encontraron más de 28 SSFV instalados y funcionando en el Departamento de Caldas ubicados especialmente en el sector centro sur, en zona urbana.

En su mayoría son sistemas aislados y a pequeña escala, es decir, para generación por debajo de 600 W que no han superado los 15 millones de pesos. Sus usos son principalmente a nivel institucional y residencial y tienen en su mayoría tiempos de uso menores a dos años. Y en cuanto a radiación solar en la estación remota analizada de la subregión Magdalena Caldense, Norcasia, se presentaron los mayores promedios diarios de radiación entre 5.0 y 5.5 kWh.día/m² de acuerdo con las bases de datos remotas (Echeverry, 2018)

Por otra parte, en el tema de desempeño energético, en 2014 se presentaron dos investigaciones en las que se propone un nuevo modelo para predecir la energía generada por una instalación fotovoltaica conectada a la red en los países de latitudes bajas. En este trabajo se propuso un modelo para predecir la influencia de parámetros como la radiación solar disponible en la ubicación geográfica de la instalación, el clima, la orientación y la inclinación de los paneles utilizados, el diseño apropiado del sistema y la calidad de los componentes, las pérdidas angulares y debido a la suciedad, las pérdidas debidas a la temperatura, las pérdidas de conversión DC-AC en el rendimiento del sistema en diferentes ciudades del país (Mulcué-Nieto & Mora-López, 2014). El modelo en mención fue aplicado en 14 ciudades de Colombia para determinar el desempeño de SSFV.

De igual manera en una segunda investigación (Mulcué, 2014) desarrollo una metodología para establecer las pérdidas máximas permitidas por sombras y orientación en aplicaciones fotovoltaicas en edificios. Esta metodología propone la elaboración de normas técnicas con el fin de limitar las pérdidas debido a la sombra y la orientación de las superficies construidas con paneles solares, la que cualquier país podría tomar como punto de referencia. Para este artículo toman como caso de estudio a Colombia mediante la realización de un análisis comparativo de las diferentes ciudades.

De estos dos últimos trabajos mencionados, relacionados con el desempeño energético, se tomarán los modelos para realizar el estudio del comportamiento energético de 4 SSFV conectados a red instalados en el municipio de Candelaria en el departamento del Valle del Cauca, región objeto de estudio que se propone en la presente investigación

3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN Y SU JUSTIFICACIÓN

3.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA PROBLEMÁTICA

En el contexto mundial, aproximadamente el 81% de la energía consumida proviene de fuentes fósiles, mientras que el 19% restante proviene de fuentes renovables convencionales, Colombia, por ejemplo, es un país que goza de una matriz energética rica tanto en combustibles fósiles como en recursos renovables (UPME, 2015). Uno de los recursos renovables con que cuenta Colombia es el hídrico, sin embargo, no es conveniente tener una dependencia de la matriz eléctrica del recurso hidroeléctrico que, en nuestro caso, representa el 70% de la capacidad instalada. Por tanto, se presenta la necesidad de integrar otras fuentes y tecnologías renovables con el fin de reducir la dependencia en las fuentes convencionales. La generación con hidroeléctricas se ve afectada por los fenómenos del Niño y la Niña (Boodoo et al., 2014), y la generación con recursos fósiles está sujeta a una amplia volatilidad en precios, además de su capacidad de contaminación (Sharif & Saeed, 2021).

El Acuerdo de París en 2015 sentó la necesidad de promover el desarrollo económico mundial a partir de las energías renovables, una de las más prometedoras es la energía solar. En 2015, en un estudio realizado por Shell Oil se determinó que, durante un período de varias décadas, la energía solar se convertiría en la "columna vertebral dominante" del sistema energético en todo el mundo (Shell Sustainability, 2019). La capacidad solar global instalada se ha venido duplicando cada dos años, de modo que a principios de 2018 la energía solar estaba generando el 2% de la energía mundial debido a que los costos de los paneles por MW se han reducido en un 20% (Motyka, n.d.). Así mismo ha ido aumentando la capacidad de instalación y se ha evidenciado la necesidad de incorporar políticas climáticas y energéticas que regulen e impulsen el mercado mundial energético no solo para una rápida descarbonización, sino para lograr lo propuesto en los acuerdos internacionales: que la energía solar alcance más del 50% de la capacidad de generación de energía en todo el mundo al 2030.

En el caso de Colombia, la UPME y el Ministerio de Minas y Energía estiman que para antes de 2030 cerca de 10% del consumo energético en el país va a provenir de proyectos solares. En este sentido, las fuentes disponibles de información de recurso solar indican que el país cuenta con una irradiación promedio de 4.5 kWh.día/m² (IDEAM, n.d.-a) (UPME, n.d.-a) la cual supera el promedio mundial de 3.9 kWh/m²/d, y está muy por encima del promedio en Alemania (3.0 kWh.día/m²) (Radomes & Arango, 2015), país pionero en estas tecnologías. Además, debido a su ubicación en la zona ecuatorial, Colombia cuenta con una radiación solar estable en muchas áreas de su territorio que podría ser aprovechada.

Actualmente, el país cuenta con un marco regulatorio en desarrollo en el tema de la energía solar y en general en fuentes renovables de energía, lo que incentiva el incremento en los requerimientos energéticos del país, que para 2016 tuvo una demanda anual de 66.315 GWh (XM, n.d.). A 2019 se registraron ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) un total de 392 proyectos de energía solar y suman 5.339 MW, 19 proyectos de energía eólica que generarían 2.747 MW y 14 proyectos de biomasa para generar 59 MW. Cifras que muestran un panorama alentador frente a la coyuntura que se está viviendo en el sector eléctrico en Colombia (Bancolombia, 2019).

La Ley 1715 de 2014 (UPME, n.d.-b) y la Resolución 030 de 2018 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (CREG, n.d.) han regulado la integración de las Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al Sistema Energético Nacional y aclarado aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Gracias a este marco regulatorio, a lo largo del país se han ido incrementando y desarrollando algunos proyectos que involucran la generación de ESFV. Sin embargo, son legislaciones que apenas se empiezan a conocer y a ejecutar dejando ver un panorama prometedor, así como también la necesidad de determinar una línea base de lo que se tiene para poder medir el impacto a futuro de las reglamentaciones.

En el territorio nacional, la instalación de infraestructura fotovoltaica corresponde a aproximadamente 5.28 MW (aproximadamente 20.000 paneles solares), distribuidos en 46% en la Zona no interconectada (ZNI) y 54% en el SIN (Carvajal-Romo, Valderrama-

Mendoza, Rodríguez-Urrego, & Rodríguez-Urrego, 2019). El desarrollo del país en estas tecnologías, se ha venido registrando en 5 departamentos con un equivalente de 1.9 MW atribuido a Cundinamarca, Atlántico, Valle del Cauca, Antioquia y Norte de Santander; además, el mayor desarrollo investigativo en los temas energéticos se encuentran concentrados en un 75 % en estos departamentos, donde se encuentran importantes universidades como Universidad de Antioquia, Universidad Nacional de Colombia, Universidad Industrial de Santander y Universidad del Valle, pioneras en la investigación en Colombia (Jiménez-García, Restrepo-Franco, & Fernando Mulcúe-Nieto, 2019).

A partir de estos grupos de investigación se ha venido estudiando e implementado SSFV, para los cuales se mide la potencia entregada en diferentes regiones del país. También se ha venido estudiando el desempeño en términos de electricidad teniendo en cuenta variables particulares de la región, lo que ha abierto camino para la investigación aplicada en la validación de modelos físicos que representen el comportamiento real del panel fotovoltaico ante condiciones medioambientales específicas (radiación solar, temperatura ambiente, entre otras). Hasta la fecha en la revisión bibliográfica se han encontrado estudios del comportamiento energético de sistemas fotovoltaicos en términos de potencia entregada en ciertas regiones del país como Caldas (Guzmán Martínez, Vicente Baldión Rincón, Simbaqueva Fonseca, Josué Zapata, & Chacón Cardona, 2013) y la Guajira (Vanegas & Arrieta, 2015). Para el Valle del Cauca (López, 2011) se han registrado estudios, pero con mucho tiempo de antigüedad lo que hace necesario actualizarlos por los cambios climáticos y meteorológicos dados en la última década (Edgar Obando & Rubiel Vargas, 2016)

Existen algunos proyectos de energía fotovoltaica en diferentes áreas geográficas que podrían revelar información clave. El departamento del Valle del Cauca se ha caracterizado por tener una gran capacidad de generación de energía a partir de SSFV. Comprender ciertas características relacionadas con estos proyectos son esenciales para establecer estrategias y acciones de intervención para la promoción de FNCER y específicamente ESFV, de tal manera que pueda darse un mayor desarrollo de estas tecnologías en la región y el país.

En este contexto, surgen las siguientes preguntas de investigación:

- ¿Cuál es el estado actual de los SSFV instalados en el Departamento del Valle del Cauca?
- ¿Cuál es el potencial de energía solar en el departamento del Valle del Cauca?
- ¿Cuáles son las características tecnológicas, ambientales y financieras de los SSFV conectados a red instalados en el departamento del Valle del Cauca?
- ¿Cómo es el comportamiento del desempeño energético de los SSFV conectados a red instalados en el Departamento del Valle del Cauca?

4 JUSTIFICACIÓN

Para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad, algunos países miembros del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) adoptaron 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), los cuales están diseñados para equilibrar la sostenibilidad medioambiental, económica y social en el mundo. Parte de la contribución de Colombia (PNUD, n.d.-b) a los ODS ha sido orientada hacia los objetivos: Acción por el clima (ODS13) y Energía asequible y no contaminante (ODS7). Colombia se ha comprometido a reducir las emisiones de GEI del país en un 20% con relación a las emisiones proyectadas a 2030; aumentar la resiliencia y la capacidad adaptativa del país, a través de 10 acciones sectoriales y territoriales priorizadas a 2030; y fomentar el intercambio de conocimiento, tecnología y financiamiento para acelerar las contribuciones planteadas en materia de adaptación y mitigación de GEI (PNUD, n.d.-a), todo ello abordado desde los tres ejes primordiales de la sostenibilidad: ambiente, economía y sociedad.

El medio ambiente y el desarrollo son conceptos que no se miran por separado dentro del contexto actual de la economía. En Colombia, el modelo de desarrollo adoptado determina en cierta medida cómo el sector productivo se interrelaciona e influye en el medio ambiente y los recursos naturales (Sánchez Pérez, 2002) Colombia posee un patrimonio natural envidiable, por ello su participación en el cumplimiento de las metas de los ODS se vuelve importante y determinante para el futuro del país y del planeta. Como parte del cumplimiento de estas metas, hoy el país tiene 202.000 nuevas familias las cuales accedieron por primera vez al servicio de energía, 29.000 de ellas en 62 municipios ubicados en zonas de posconflicto. En 2017 se logró la cobertura del 97% en el servicio de energía eléctrica y del total de la capacidad instalada el 71% corresponde a fuentes renovables y tecnologías ambientalmente sostenibles (DNP, 2018).

Aunque ha sido un gran avance para la nación la implementación de tecnologías sostenibles, el grado de vulnerabilidad del país al Cambio Climático es alto. Durante los últimos años algunos fenómenos como El Niño y La Niña han generado grandes pérdidas sobre todo en el sector energético, lo cual evidencia la necesidad de invertir en fuentes de

energía limpia, como la solar, y mejorar la productividad energética, expandir la infraestructura y mejorar la tecnología para contar con energía limpia. Es un objetivo crucial que puede estimular el crecimiento y a la vez ayudar al medio ambiente. Estas acciones deben ir de la mano con los esfuerzos destinados a integrar las medidas de reducción del riesgo de desastres en las políticas y estrategias nacionales, con voluntad política y un amplio abanico de medidas tecnológicas.

Desde la Política de Crecimiento Verde (CONPES, 2018) se establece que para mantener e incrementar el ritmo de crecimiento económico se requiere la búsqueda de nuevas fuentes de crecimiento, que sean sostenibles a partir de la oferta de capital natural para la producción de bienes y servicios ambientales. Desde el robusto marco político y normativo con que cuenta el país, se busca reducir los impactos ambientales de las actividades productivas que soportan el desarrollo económico.

La matriz de generación eléctrica colombiana muestra un alto componente de energía renovable, si se tiene en cuenta que cerca del 70 % de la capacidad instalada es hidroeléctrica. No obstante, y a pesar del alto potencial de recursos renovables no convencionales, en el país las FNCER solo representan el 2 % de la matriz eléctrica lo que lo ubica por debajo de varios países de América Latina (CONPES, 2018). Por estas razones, y dado que en los últimos años se presenta una tendencia decreciente en los costos de generación de energía con FNCER y un alto interés del sector privado por estructurar proyectos con este tipo de energía, el Ministerio de Minas y Energía ha venido estructurando lineamientos de política encaminados a aprovechar el potencial que tienen los recursos energéticos renovables no convencionales para aumentar la complementariedad de la matriz eléctrica del país.

En Colombia la demanda energética viene en aumento. Esta necesidad sumada al impacto climático y a las preocupaciones que genera la seguridad y la estabilidad de la generación eléctrica del país incentiva la incorporación de nuevas tecnologías para diversificar la matriz energética y lograr una mayor participación de las FNCER. La energía solar ha sido evaluada para varias regiones del país como la Costa Atlántica y la Sabana de Bogotá (Murcia, 2009); la información de estos estudios han sido un gran avance para el desarrollo

de estas tecnologías, sin embargo se requieren estudios para otras regiones, en los que se incluya la radiación propia del sitio y no solo los mapas globales.

Este proyecto propone un análisis del potencial energético del departamento del Valle del Cauca Colombia, como un territorio que puede complementar y, a largo plazo, suplir las necesidades energéticas del país, desde el aprovechamiento de sus condiciones excepcionales para generación solar. Además, proporciona una alternativa que permite abordar los problemas de suministro, la dependencia de la generación de energía hidroeléctrica, la confiabilidad en el servicio y la variación climática (Sánchez Pérez, 2002).

Desde la Universidad Autónoma de Manizales se ha venido ejecutando un macroproyecto en el que se realiza un diagnóstico y se evalúan las perspectivas y oportunidades de la ESFV en el marco de la política energética para diferentes departamentos. El trabajo se realiza en conjunto con el Servicio Nacional de Aprendizaje SENA Seccional Caldas y la Universidad Autónoma de Occidente. Ya se han realizado avances para el departamento de Caldas, el departamento del Putumayo y el departamento de Caquetá a partir de trabajos de maestría (Luna, 2019) (Echeverry, 2018) Se espera con la ejecución de esta propuesta conocer el panorama actual en relación a energía solar fotovoltaica para el departamento del Valle del Cauca.

5 REFERENTE TEÓRICO

5.1 ENERGÍA SOLAR

La energía es la capacidad que tienen los cuerpos para realizar un trabajo: La energía puede manifestarse de distintas formas: gravitatoria, cinética, química, eléctrica, magnética, nuclear, radiante, etc., y tiene la posibilidad de transformarse de una forma a otra de acuerdo con el principio de conservación de la energía (Schallenberg Rodríguez et al., 2008).

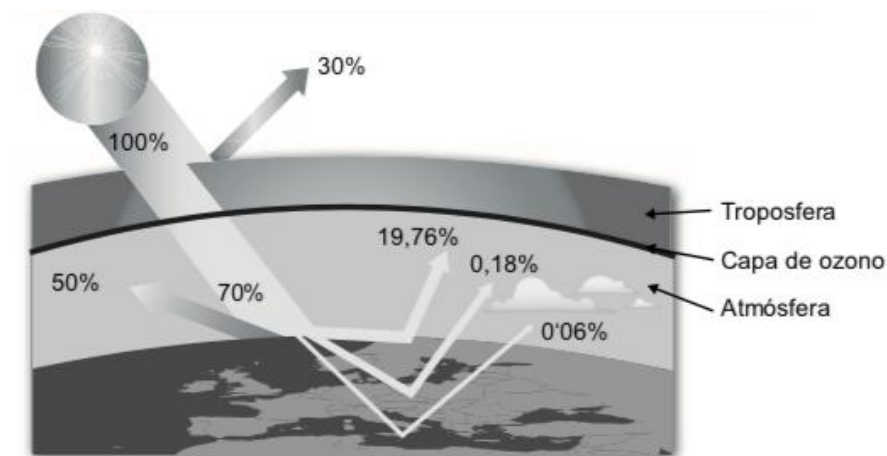
Las fuentes de energía pueden clasificarse, atendiendo a su disponibilidad, en renovables y no renovables: Las energías renovables son aquellas que provienen de fuentes inagotables, y son fundamentalmente la energía hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica y mareomotriz. Las energías no renovables son aquellas que existen en la naturaleza en una cantidad limitada, no se renuevan a corto plazo y por eso se agotan cuando se utilizan (Roldan, 2012). La demanda mundial de energía en la actualidad se satisface fundamentalmente con fuentes no renovables como el carbón, el petróleo, el gas natural y el uranio.

En el campo de las energías renovables una de las más importantes es la energía solar. El Sol emite al espacio energía en forma de radiación electromagnética, la cual puede desplazarse en el vacío, es decir, no requiere medio material para propagarse (Carta, Calero, Colmenar, Castro, & Collado, 2013).

Sobre la Tierra incide una energía solar de 1.559.280 TWh en un año, lo cual es aproximadamente 15.000 veces más que la consumida en la actualidad en todo el planeta en ese mismo periodo de tiempo. De ella, el 30% se refleja al espacio y no llega a la superficie terrestre (467.784 TWh); el 50% se absorbe, y calienta la superficie terrestre, posteriormente es irradiada de nuevo al espacio (799.640 TWh). El 20% restante (311.856 TWh) alimenta el ciclo hidrológico, evapora el agua (19,76%, equivalente a 296.263 TWh), origina los vientos (0,18%, equivalente a 2.800 TWh), una parte de este viento se transfiere a la superficie de las aguas formando las olas, y el resto, (0,06% equivalente a 935,5 TWh) alimenta los mecanismos de fotosíntesis. De estos mecanismos dependen todos los

combustibles fósiles, los cuales constituyen una pequeñísima porción de la radiación solar incidente (0,06%) y es la única que queda retenida en la tierra temporalmente como se observa en la Figura 1 (Carta et al., 2013) .

Figura 1. Distribución de la energía solar incidente en la Tierra



Fuente: (Carta et al., 2013)

Los métodos de aprovechamiento de la energía solar pueden englobarse en dos grandes grupos: térmicos y fotovoltaicos. Los primeros transforman la energía solar en energía térmica (calentando aire, agua u otras sustancias) y los segundos transforman la energía solar en energía eléctrica, a partir el efecto fotovoltaico, en las denominadas «células solares» o «fotovoltaicas»(Roldan, 2012)

5.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

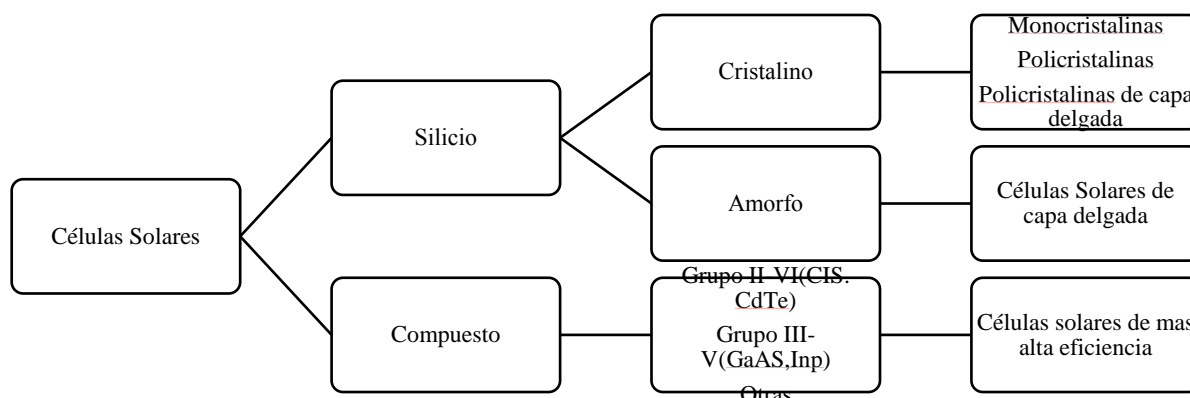
La energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, genera corriente eléctrica cuando sobre ellos incide la radiación solar (Poggi-Varaldo, Martínez Reyes, Pineda-Cruz, Caffarel-Méndez, & Edición, 2009). Los módulos o colectores fotovoltaicos están conformados por dispositivos semiconductores tipo “diodo”, los cuales al recibir radiación solar mediante un proceso químico se excitan y provocan saltos electrónicos; este proceso se conoce como efecto fotoeléctrico (Carta et al., 2013). Al producirse este fenómeno se genera una pequeña diferencia de potencial en sus extremos.

El acoplamiento en serie de varios de estos fotodiodos permite la obtención de voltajes mayores en configuraciones muy sencillas para el uso de pequeños dispositivos electrónicos. En resumen, cuando estos electrones son capturados, el resultado obtenido es una corriente eléctrica continua que puede ser aprovechada y transformada en corriente alterna, y así ser inyectada a la red eléctrica o sistema interconectado.

5.3 TIPOS Y TECNOLOGÍAS DE CELDAS SOLARES

Las celdas fotovoltaicas, también llamadas células solares, célula fotovoltaica, fotocélula o celdas solares, tienen su origen en el año 1839 y fueron un descubrimiento realizado por Alexandre-Edmon Becquerel, un físico de origen francés que se dedicó al estudio del espectro solar, el magnetismo, la electricidad y la óptica (Poggi-Varaldo et al., 2009). Las células fotovoltaicas son mecanismos o dispositivos eléctricos que consiguen transformar la energía lumínica en energía eléctrica. Dicho de otro modo, son dispositivos que producen electricidad cuando la luz solar les alcanza o recae sobre ellos. Existen diferentes tecnologías para aprovechar la energía solar fotovoltaica, una de ellas son las células fotovoltaicas encargadas de transformar la radiación solar en energía eléctrica, cada una de ellas tiene diferentes características, entre las más comunes se encuentran las celdas de silicio y otros compuestos, como se evidencia en la Figura 2.

Figura 2. Tecnologías de células solares



Elaboración Propia Fuente: (Carta et al., 2013)

5.4 SISTEMAS DE GENERACIÓN CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La corriente eléctrica generada a partir de la energía solar fotovoltaica tiene actualmente 2 tipos de instalaciones, están las aisladas de la red y disponen de baterías y grupo electrógeno, y están las instalaciones que no tienen baterías de almacenamiento ni grupo electrógeno porque su conexión es a la red eléctrica quien les garantiza la continuidad del suministro (Basterra, Castro Legarza, & Álvarez Pelegry, 2017).

Instalaciones Conectadas A La Red Eléctrica (On-Grid):

El concepto On-Grid hace referencia a un sistema de energía solar conectado a la red. También se conoce como Grid-Tied (conectado a la red). Bajo este esquema el usuario puede obtener su electricidad tanto de la producción de los paneles solares como de la empresa de electricidad. Durante las noches, cuando los paneles no producen energía, se tiene el respaldo de la red. Este tipo de sistema suele llevar un contador bidireccional en caso que se desee inyectar electricidad a la red. (Solar Electronics , 2021).

Los sistemas On-Grid pueden o no tener baterías. Un sistema On-Grid sin baterías no puede dar respaldo si se corta el servicio de la red, mientras que uno con baterías sí. Este último requiere inversiones adicionales en baterías y los componentes necesarios para su manejo. Un sistema On-Grid con baterías puede ayudar a reducir costos al usar la energía almacenada cuando el precio de la red aumenta (Andres, Sanchez, Steven, & Castaño, 2011) (Velandia, 2018) .

Instalaciones Aisladas De La Red Eléctrica (Off-Grid):

El concepto Off-Grid significa que el sistema solar no está conectado a la red. Esto quiere decir que cuando los paneles no generan electricidad no se tiene un respaldo, salvo que cuente con baterías. Como el sistema On-Grid con baterías, el Off-Grid con baterías requiere inversiones adicionales. Una de las ventajas de este sistema es que el usuario está totalmente desconectado del servicio de la red y sus costos asociados. Una desventaja es que requiere una buena capacidad de almacenamiento para garantizar la electricidad (Solar Electronics , 2021).

5.5 RADIACIÓN SOLAR

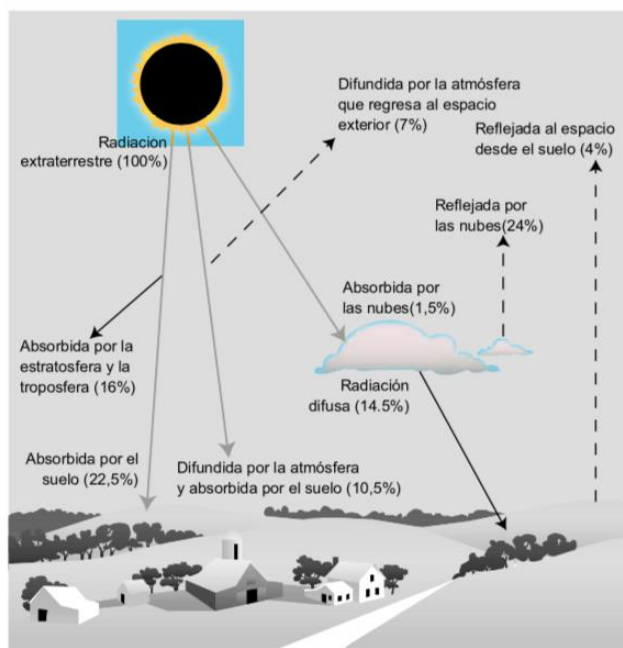
Una fuente de energía es la radiación electromagnética solar. La cual se estima es una fuente que puede suministrar miles de años de energía. El Sol emite radiaciones a lo largo del espectro electromagnético, desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. Es variable, en función de la hora del día, época del año y situación atmosférica: día- noche, estación del año (altura del sol sobre el horizonte), nubes, nieblas, smog, calimas, etc.

La potencia recibida en la parte superior de la atmósfera sobre una superficie perpendicular al rayo de sol, en el caso de una distancia al Sol promedio, se denomina constante solar, cuyo valor aproximado es de 1.367 kW/m^2 . Esta cantidad se reduce hasta aproximadamente 900 W/m^2 cuando atraviesa la atmósfera y llega al suelo (Carta et al., 2013)

La distribución de la energía solar que llega a la Tierra no es uniforme, como se observa en la Figura 3. La radiación solar directa es la que llega a la superficie de la Tierra, sin cambios de dirección, por otra parte, la radiación solar difusa es definida como la cantidad de energía solar que incide sobre una superficie horizontal desde todos los lugares de la atmósfera diferente de la radiación solar directa y la radiación solar global es la cantidad de energía solar que incide sobre una superficie. La radiación solar global diaria es la cantidad de radiación global entre las seis de la mañana y las seis de la tarde (en algunos lugares del mundo y en determinados meses, este periodo se puede ampliar entre las cinco de la mañana y las siete de la noche) y sus valores oscilan entre 300 y 9800 Wh/m^2 al día (IDEAM, n.d.-b).

En la caracterización de la radiación solar incidente en la Tierra, con el objeto de estimar el potencial solar, intervienen diversos factores. Entre estos factores pueden señalarse: Las condiciones climatológicas, que influyen en el grado de nubosidad, la turbidez atmosférica, viento predominante, época del año, la latitud del lugar y orientación de la superficie receptora.

Figura 3. Energía del sol que llega a la tierra



Fuente: (Carta et al., 2013)

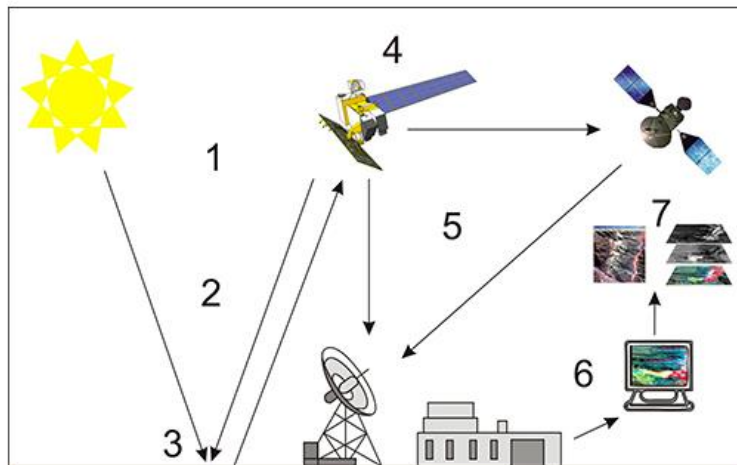
Para poder identificar la disponibilidad del recurso es necesario analizar diferentes factores geográficos, astronómicos, geométricos, físicos y meteorológicos. El análisis de todos los fenómenos que surgen al llegar la radiación a la tierra, posibilita la evaluación de este recurso. La evaluación de la radiación solar puede realizarse mediante diferentes metodologías, tales como el registro de medidas realizadas en las zonas que sean objeto de estudio, el tratamiento de imágenes de satélite o el empleo de modelos físicos de cálculo de irradiación (Vanegas Chamorro, Villicaña Ortiz, & Arrieta Viana, 2015). Para ejecutar cualquier metodología es necesario usar diferentes bases de datos remotas o meteorológicas que puedan dar la información correspondiente a la Irradiación horizontal global [kWh/m²] (GHI) y proceder a los análisis de datos.

Bases De Datos Remotas

Estas bases de datos son alimentadas por sensores remotos y teledetección, los sensores remotos son sistemas o instrumentos para captar información de un objeto a distancia (remote sensor). La teledetección o percepción remota (remote sensing) se refiere a la

adquisición de datos de la superficie terrestre con un sensor remoto, y al procesamiento e interpretación de esos datos. Más específicamente, la teledetección es la captación de las características físicas de la superficie terrestre, basada en mediciones de radiación reflejada y emitida de cada componente de esa superficie (SIGEMAR, n.d.) .

Figura 4. Sensores Remotos y SIG



Fuente: Sigemar- Ministerio de minería- Argentina

Entre estas bases de datos están National Solar Radiation Database (NSRDB) (NREL, 2021) y Nasa Power Data Access Viewer Prediction Of Worldwide Energy Resource (NASA) (NASA, 2021). Estas bases de datos son de libre acceso arrojan información correspondiente a la Irradiación horizontal global [kWh/m²].

Bases De Datos Meteorológicas

Estas bases de datos son alimentadas por estaciones meteorológicas, que son sitios donde se hacen observaciones y mediciones puntuales de los diferentes parámetros meteorológicos usando instrumentos apropiados, con el fin de establecer el comportamiento atmosférico en las diferentes zonas de un territorio. En Colombia estos datos son recolectados por el IDEAM- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM, 2021), y son en general datos de brillo solar.

Existe varios modelos para estimar la irradiación solar a partir del brillo solar, uno de los más usados es el modelo de Angstrom y Prescott (Guzmán et al., 2013; Metwally, 2005), mediante el cual se puede calcular la irradiación global sobre superficie horizontal usando datos de brillo solar (Prince, Quansah, & Kofi, 2019). Como complemento a este modelo se puede usar las ecuaciones de Gopinathan (1988) con las que se calculan los coeficientes de la ecuación de Angstrom.

5.4 MODELO DE ANGSTRÖM- PRESCOTT

El primer algoritmo publicado para el cálculo de la radiación solar global fue el de Ångström (1924), que posteriormente fue modificado por Prescott (1940) (Girado-Polo & Gónima-Gónima, 2018). En la actualidad, los modelos denominados Ångström-Prescott, que de acuerdo con Pelkowski (2009) incluyen de forma integral las interacciones entre la atmósfera despejada y la radiación solar, son utilizados debido a su sencillez y facilidad en el cálculo de la radiación solar. Estos modelos para poderlos utilizar, requieren indispensablemente de datos medidos “in situ” de la radiación solar global (López, et al., 2007; Janjai, et al., 2013; Pacheco, et al., 2017).

El modelo de luz solar de Angström-Prescott modificado utilizado en el estudio viene dado por la Ecuación 1 (Guzmán Martínez et al., 2013):

$$\frac{G_{dm}(0)}{Bo_{dm}(0)} = a + b \cdot \frac{n}{N} \quad (1)$$

Donde $G_{dm}(0)$ es el promedio mensual de la irradiancia global diaria en la superficie horizontal, $Bo_{dm}(0)$ es el promedio mensual de la irradiancia solar extraterrestre, n es el promedio mensual de las horas diarias de brillo solar, N es la máxima duración de sol diaria promedio mensual posible, y a y b son los coeficientes de regresión. La relación de n/N es la fracción del número máximo posible de horas brillantes de sol, y $\frac{G_{dm}(0)}{Bo_{dm}(0)}$ es el coeficiente de transmisión atmosférica, comúnmente conocido como índice de claridad K_{TM} que se da por la siguiente ecuación (Jamil et al., 2018):

$$K_{TM} = \frac{G_{dm}(0)}{Bo_{dm}(0)} \quad (2)$$

El promedio mensual de la irradiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal $Bo_{dm}(0)$ se obtiene del promedio de la irradiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal diaria $Bo_d(0)$ de la serie de los días del mismo mes en todos años y se calcula según la siguiente ecuación:

$$Bo_d(0) = \frac{24}{\pi} \cdot B_0 \varepsilon_0 (\omega_s \cdot \sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \sin\omega_s) \quad (3)$$

Donde B_0 es la constante solar igual a 1367 W/m^2 , δ el ángulo de declinación solar, φ la latitud del lugar, ε_0 el factor de correlación de la excentricidad de la órbita de la tierra, y ω_s el ángulo de salida del sol todos los ángulos medidos en radianes.

$$\varepsilon_0 = 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) \quad (4)$$

donde d_n es el número del día del año.

$$\omega_s = \arccos(-\tan\varphi \cdot \tan\delta) \quad (5)$$

La fracción de brillo solar es la fracción de horas de brillo medidos en la zona sobre las horas de brillo solar máxima posible n/N . El valor de n es el valor de las horas de brillo solar medido en las estaciones meteorológicas, y el valor de N es la duración del día o máxima duración de brillo de sol, y es dependiente del ángulo de salida del sol ω_s , como se observa en la Ecuación 6, en la ecuación se usan los ángulos en grados.

$$N = \frac{2}{15} \omega_s \quad (6)$$

Para calcular los coeficientes de la ecuación de Angstrom a y b se usa la correlación validada por Gopinathan (1988) para cualquier ubicación en todo el mundo

$$a = -0.309 + 0.539\cos\varphi - 0.0693h + 0.290\left(\frac{n}{N}\right) \quad (7)$$

$$b = 1.527 - 1.025\cos\varphi + 0.0926h - 0.359\left(\frac{n}{N}\right) \quad (8)$$

donde ϕ es la latitud, h es la altitud y n/N la fracción de brillo solar.

Los coeficientes así estimados se pueden emplear para estimar la radiación global en una superficie horizontal con una precisión de aproximadamente el 10%. La precisión de los datos estimados sobre la radiación global puede mejorarse aún más al obtener constantes regionales en las ecuaciones de a y b (Gopinathan, 1988)

5.6 HERRAMIENTAS DE DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN DE SSFV

En el trabajo propuesto por (Mulcue & Mora, 2014) se provee un estudio detallado sobre algunas herramientas de dimensionamiento y simulación de SSFV en lo cual se establece que para sistemas conectados a la red eléctrica, se permite calcular de forma sencilla la energía diaria promedio producida por el sistema fotovoltaico, según la ecuación:

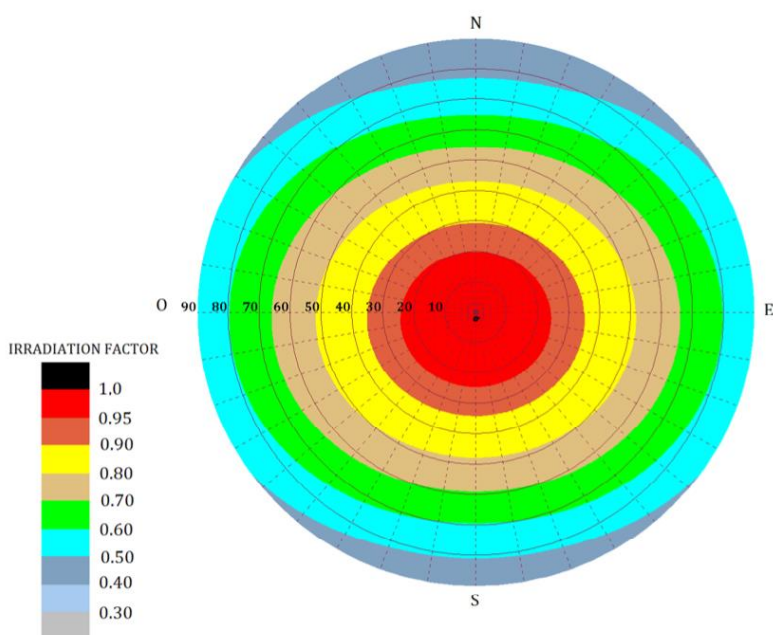
$$E_{FV} = \frac{G_{dm}(\beta, \alpha) \cdot P_{pico} \cdot PR}{G_{STC}} \quad (9)$$

Donde P_{pico} es la potencia pico fotovoltaica instalada, PR el rendimiento de la instalación, G_{STC} la irradiancia solar en condiciones estándar de medida, igual a 1 kW/m^2 , y $G_{dm}(\beta, \alpha)$ la irradiancia solar diaria media anual sobre la superficie, calculada mediante la ecuación:

$$G_{dm}(\beta, \alpha) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS \quad (10)$$

En la anterior ecuación $G_{dm}(0)$ es la irradiancia solar diaria media anual sobre superficie horizontal, que usualmente es fácil de obtener mediante estaciones meteorológicas o bases de datos obtenidas mediante imágenes de satélite. K es el factor de diseño que para un diseño anual se establece en un valor de 1.15 por ser Colombia un país sin estaciones, FI es el factor de irradiancia que para la ciudad de Cali, se estableció por (Mulcue & Mora, 2014) en el siguiente gráfico:

Figura 5. Gráfico de FI para Cali



Tomado de: (Mulcúe & Mora, 2014)

Y FS, es el factor de sombra que se asume para techos despejados 0,98 y con sombras 0,9.

5.7 MODELO PARA CALCULAR PERFORMANCE RATIO (PR) DE UN SSFV

En el estudio desarrollado por Mulcúe y Mora (2014) se propuso una expresión simple que permite estimar el PR (Ecuación 11) con sólo 4 parámetros de entrada: La temperatura ambiente media de la ciudad, la latitud, y los ángulos de inclinación y orientación del plano del generador fotovoltaico. Este modelo tiene un alto grado de precisión (error menor al 1%) si se compara con el valor simulado que requiere un procedimiento más complejo, para países de bajas latitudes se tiene:

$$PR = 0.001 \left(A_1 \cdot e^{-2\left(\frac{\alpha-\alpha_0}{w}\right)^2} + A_2 \cdot e^{-2\left(\frac{\alpha-90}{w}\right)^2} - \beta - 50 \right) + 1.117 \cdot PR_C \quad (11)$$

Donde:

$$A_1 = -1.1 \cdot |\varphi| + 60 \quad (12)$$

$$A_2 = -0.1 \cdot |\varphi| + 65 \quad (13)$$

$$W = -1.1 \cdot \varphi + 92 \quad (14)$$

$$\alpha_0 = 1.4 \cdot \varphi + 92 \quad (15)$$

$$PR_c = PR_{max} + 0.0006 \cdot T_a - 0.017 \quad (16)$$

donde β es el ángulo de inclinación, α el ángulo de acimut y φ la latitud de la ciudad, todos en grados. T_a es la temperatura ambiente media de la ciudad en °C.

Para el PR_{max} se usa la expresión:

$$PR_{max} = K_{sist} \cdot [1 + \gamma(1,12 \cdot T_a - 10)] \quad (17)$$

Donde T_a es la temperatura ambiente media de la ciudad en °C, y γ es el coeficiente de variación del punto de máxima potencia con la temperatura. Para el silicio cristalino puede usarse $\gamma = -0,0044 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Para determinar el factor K_{sist} , se utilizan los valores de 0,662 para determinar el rendimiento del sistema promedio y 0,820 para el rendimiento de sistema óptimo.

El procedimiento para emplear la ecuación (11) es el siguiente:

- a. Se calcula el valor de PR_c según la ecuación (16)
- b. Se calcula PR mediante la ecuación (11).
- b. Si $PR > PR_c$ entonces se toma como valor de rendimiento $PR = PR_c$. En caso contrario se deja igual al obtenido.

5.8 ANÁLISIS DE ADOPCIÓN DE ESFV EN DIFERENTES REGIONES

A nivel mundial se han realizado desarrollando diferentes estudios varios estudios sobre cómo ha sido la adopción de diferentes tecnologías energéticas (Eslami, Najem, Ghanem, & Ahmad, 2021) (Kim, Park, Kwon, Ohm, & Chang, 2014), estos estudios se han basado en evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes convencionales, así como análisis técnicos, financieros y ambientales.

En Etiopía, se realizó un análisis transversal de acuerdo con las necesidades de desarrollo de la región (Guta, 2018) en el que se tuvieron en cuenta variables como las preferencias del usuario, impacto de la tecnología, percepción, nichos, regímenes y paisajes, entre otras. Se hizo un análisis de determinantes de la adopción de la tecnología de energía solar en los hogares en las zonas rurales de Etiopía.

En Carolina del Sur se examinaron las políticas de energía renovable federales y estatales, incluidos los subsidios, se describieron los costos y beneficios de la adopción de energía solar en Carolina del Sur y se discutieron los desafíos y oportunidades a corto y largo plazo de la energía solar (Burnett & Hefnerb, 2021).

En América Latina y del Caribe, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) ha determinado que estos países poseen un vasto e inexplorado potencial de energía renovable, lo cual hace evidente que las caracterizaciones regionales aún sean pocas. Y en Colombia se han evaluado algunos impactos para el SIN (IRENA, 2019).

En este sentido, los métodos usados tanto para el análisis adopción de ESFV en diferentes regiones están basados en los objetivos y desarrollo de las regiones y se han ido clasificando a partir de Análisis general de los SSFV, Análisis Ambientales, Análisis

Financieros y Análisis Técnicos pues generan una descripción y caracterización más completa de las diferentes regiones.

Análisis Ambientales:

Este análisis se genera a partir de los indicadores empleados para medir el impacto ambiental de sistemas conectados a red. El más utilizado es la emisión de CO₂ o huella de carbono (Acuña, Padilla, & Mercado, 2017).

En Colombia, la UPME el 26 de diciembre de 2017, expidió la Resolución 804 de 2017 por medio de la cual se actualizó el factor marginal de emisión de GEI del SIN a 0.367 Ton.CO₂/MWh, para realizar el cálculo de las reducciones de emisiones de GEI de los proyectos aplicables al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Con esta norma se evidencia que en el ámbito nacional se busca dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 1994, para buscar la estabilización de GEI y también al Protocolo de Kyoto que fue más allá y fijó obligaciones cuantificadas de reducción de los GEI.

La cuantificación se realiza de acuerdo con la producción anual de los sistemas y el factor marginal de emisiones como se muestra en la ecuación 18.

$$\text{Reducción de emisiones} = \text{Producción anual} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) \cdot \text{Factor marginal de emisión}$$

(18)

Análisis generales y financieros:

La Ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las FNCER en el sistema energético nacional mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en el ZIN y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, este desarrollo se ha dado con el fin de promover inversiones en proyectos de FNCER y Gestión Eficiente de la Energía, por tanto se crearon incentivos tributarios para generar promoción de nuevas tecnologías energéticas sostenibles (UPME, n.d.-b).

La finalidad de la Ley 1715 de 2014 es:

- Diversificar el sistema energético actual Invirtiendo en tecnologías renovables, para la reducción del impacto ambiental e incentivo de la economía
- Incentivar la penetración de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético colombiano, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda en todos los sectores y actividades, con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica.
- Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de FNCE, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables.

En este sentido, se presentan los incentivos tributarios presentes en la ley para el desarrollo de proyectos de FNCE.

Tabla 2. Descripción Incentivos Tributarios Ley 1715 DE 2014

Beneficio	Descripción
Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta.	Los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta que realicen directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión para la producción y utilización de energía a partir FNCE o gestión eficiente de la energía tendrán derecho a deducir hasta el 50% del valor de las inversiones. El valor a deducir anualmente no puede ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente
Depreciación acelerada	Gasto que la ley permite que sea deducible al momento de declarar el impuesto sobre la renta, por una proporción del valor del activo que no puede superar el 20% anual.
Exclusión de bienes y servicios de IVA.	Por la compra de bienes y servicios, equipos, maquinaria, elementos y/o servicios nacionales o importados.

Exención de gravámenes arancelarios	Exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre-inversión y de inversión de proyectos con FNCE.
-------------------------------------	--

6 REFERENTE LEGAL

Colombia se une a la tendencia internacional que impulsa el uso de energías renovables para la mitigación del cambio climático. Una de estas tendencias es el cumplimiento del protocolo de Kyoto que sentó las bases para establecer metas en reducción de las emisiones GEI para los países industrializados. Con la finalización del periodo de vigencia del protocolo de Kyoto se comenzaron las negociaciones para un nuevo acuerdo vinculante. El más reciente de estos compromisos multilaterales es el Acuerdo de París, COP21, el cual convoca a todas las naciones en una causa común para emprender ambiciosos esfuerzos para combatir el cambio climático y adaptarse a sus efectos. Además, ofrece un mayor apoyo para ayudar a los países en desarrollo a hacerlo como Colombia. Como tal, traza un nuevo rumbo en el esfuerzo del clima global (UNFCCC, 2014).

El objetivo central del Acuerdo de París es fortalecer la respuesta global a la amenaza del cambio climático manteniendo un aumento de la temperatura global este siglo muy por debajo de los 2 grados Celsius. Por encima de los niveles en este acuerdo, Colombia se compromete a una reducción del 20% de sus emisiones de GEI. Para el logro de este objetivo, se ha dado el inicio a la inclusión de las fuentes de energía solar por medio de diferentes leyes, decretos y resoluciones que se han dictaminado a lo largo del tiempo. A continuación, se muestran las principales regulaciones y decretos, y normas técnicas (Castrillón & Fonthal Rico , 2019) colombianas alrededor de la promoción y el desarrollo de la energía solar.

Tabla 3. Regulaciones y Decretos

Ley 1715 de 2014	Regula la integración de energías renovables no convencionales
NTC 2775	Energía fotovoltaica Terminología y definiciones
NTC 2883	Energía fotovoltaica Módulos fotovoltaicos. Descriptores: Energía Solar; fotoelectricidad
NTC 2959	Energía fotovoltaica

	Guía para caracterizar las baterías de almacenamiento para sistemas fotovoltaicos
NTC 4405	Energía Fotovoltaica Eficiencia energética. Evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos y sus componentes. Descriptor energía solar, fotoelectricidad; sistema fotovoltaico
NTC 1736	Energía Solar Mecánica. Definiciones y nomenclatura.
NTC 2631	Energía solar Medición de transmitancia y reflectancia fotométricas en materiales sometidos a radiación solar.
NTC 2774	Energía Solar. Máquinas y equipos. Evaluación de materiales aislantes térmicos empleados en colectores solares.
NTC 2960	Energía Solar Evaluación de materiales para cubiertas de colectores solares de placa plana. Descriptores: Energía solar; evaluación de materiales para cubiertas de colectores solares de placa plana.
NTC 3507	Energía solar. Instalaciones de sistemas domésticos de agua caliente que funcionan con energía solar.
NTC 5549	Ratificada en noviembre 16 de 2007. Sistemas Fotovoltaicos (FV) Terrestres. Normativa que hace referencia a los sistemas fotovoltaicos en Colombia.
NTC 5549-3.9	Sistemas solares fotovoltaicos conectados a red
NTC 5549-3.9.2	Elementos del sistema solar fotovoltaico conectado a red
Resolución CREG 030 DE 21018	Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema

	Interconectado Nacional
Resolución CREG 201 de 2017	Por la cual se modifica la Resolución CREG 243 de 2016, que define la metodología para determinar la energía firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC, de plantas solares fotovoltaicas.
Decreto 1543 de 2017	Se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía.
Resolución Ministerio de Ambiente 1283 de 2016	Se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables - FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones
Decreto 2143 de 2015	Lineamientos para la aplicación de los incentivos
Resolución UPME 0281 de 2015	Límite máximo de potencia de generación de pequeña escala
Resolución CREG 024 de 2015	Regula la autogeneración a gran escala
Decreto 2469 de 2014	Establece los lineamientos sobre la entrega de excedentes de autogeneración
Ley 1215 de 2014	Se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional
Ley 697 de 2001	Fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones

Elaboración propia Fuente: (López, 2018)

7 REFERENTE CONTEXTUAL

El departamento del Valle del Cauca es uno de los treinta y dos departamentos del país. Su capital es Santiago de Cali. Está ubicado en las regiones andina y pacífico. Se localiza en el Suroeste del país. Cuenta con una superficie 22.140 km², lo que representa el 1.94% del territorio nacional y está dividido política y administrativamente en 42 municipios y 5 subregiones como se muestra en la Figura 6.

Figura 6. Subregiones Departamento del Valle del Cauca



Modificado en ArcMap, aplicación de ArcGis

Subregiones y municipios:

- **Norte:** Alcalá, Ansermanuevo, Argelia, Bolívar, Cartago, El Águila, El Cairo, El Dovio, La Unión, La Victoria, Obando, Roldanillo, Toro, Ulloa, Versailles, Zarzal

- **Centro:** Andalucía, Buga, Bugalagrande, Calima El Darién, El cerrito, Ginebra, Guacarí, Restrepo, Riofrío, San Pedro, Trujillo, Tuluá, Yotoco.
- **Sur:** Cali, Candelaria, Dagua, Florida, Jamundí, La Cumbre, Palmira, Pradera, Vijes, Yumbo
- **Occidente:** Buenaventura
- **Oriente:** Caicedonia, Sevilla

El departamento del Valle del Cauca se caracteriza por ser un departamento energéticamente estable. Por su riqueza hídrica y su estratégica ubicación geográfica este departamento cuenta con represas generadoras de energía como Anchicayá y Calima. Además, se encuentran alrededor de 26 empresas que se dedican a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía en toda la región. Una de las más importantes es la Empresa de Energía del Pacífico S.A. actualmente denominada CELSIA la cual cuenta con 84 subestaciones de distribución y 16 de transmisión que permite atender a más de 600.000 personas en 39 municipios del Valle y uno en Chocó (CELSIA, 2016). Si bien la región se ha caracterizado por tener una gran capacidad de generación de energía a partir de los sistemas hidroeléctricos, la energía solar ha presentado un crecimiento en instalaciones de sistemas fotovoltaicos. En su capital Cali considerada la tercera ciudad más grande del país, ha 2018 se habían se han instalado 1.190 módulos fotovoltaicos, para un total de 246 kWp instalados en su totalidad. Estos sistemas se concentran en 8 proyectos ejecutados entre 2010 y 2016; entre los más importantes se tiene la instalación fotovoltaica realizada por la Universidad Autónoma de Occidente, con 638 módulos fotovoltaicos de 127.6 kWp de salida que produce aproximadamente 15.000 kWh de promedio mensual (Rodríguez-Urrego & Rodríguez-Urrego, 2018). En el municipio de Yumbo, la Empresa de Energía del Pacífico (EPSA) instaló la granja solar Celsia Solar Yumbo, la cual tiene una capacidad instalada de 9.8 MW y generará cerca de 16.5 GWh año de energía lo que equivale al consumo de 8 mil hogares. Para su construcción fueron instalados 35.000 módulos fotovoltaicos y 9 inversores que transforman la energía continua en energía alterna. Lo cual evidencia una gran capacidad de instalación fotovoltaica en dicha región.

8 OBJETIVOS

8.1 OBJETIVO GENERAL

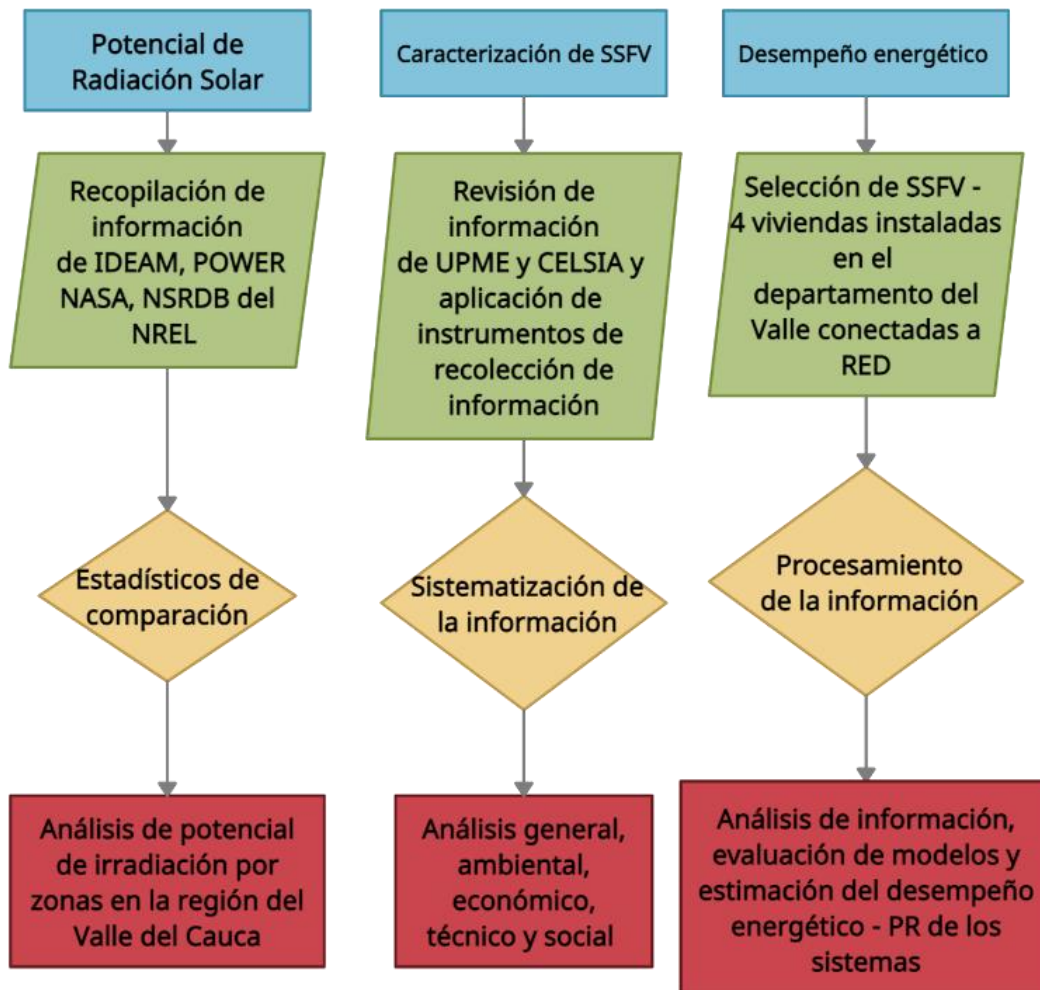
Determinar el estado actual de los sistemas solares fotovoltaicos instalados en el Departamento del Valle del Cauca.

8.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

2. Estimar el potencial de radiación solar en el Departamento del Valle del Cauca a partir de la información climática existente.
3. Caracterizar los sistemas de energía solar fotovoltaica instalados en el departamento del Valle del Cauca.
4. Evaluar el desempeño energético de algunos sistemas solares fotovoltaicos instalados en el departamento del Valle del Cauca.

9 METODOLOGÍA

En este proyecto se realiza una investigación aplicada con un enfoque cuantitativo, un alcance descriptivo y correlacional y un diseño no experimental transversal. Este proyecto se realizó en tres fases, primero se realizó un análisis de la radiación solar del departamento mediante información de las bases de datos remotas NREL y NASA y meteorológicas como el IDEAM; seguidamente se realizó un diagnóstico de los sistemas solares fotovoltaicos instalados en el Departamento del Valle del Cauca a partir de información encontrada en Celsia y la UPME. Finalmente, se realizó un estudio de caso en el desempeño energético de 4 SSFV instalados en 4 viviendas que se encuentran en el departamento objeto de estudio. En la Figura 7 se presenta el diseño metodológico de este proyecto teniendo en cuenta cada uno de los objetivos propuestos.



Elaboración Propia

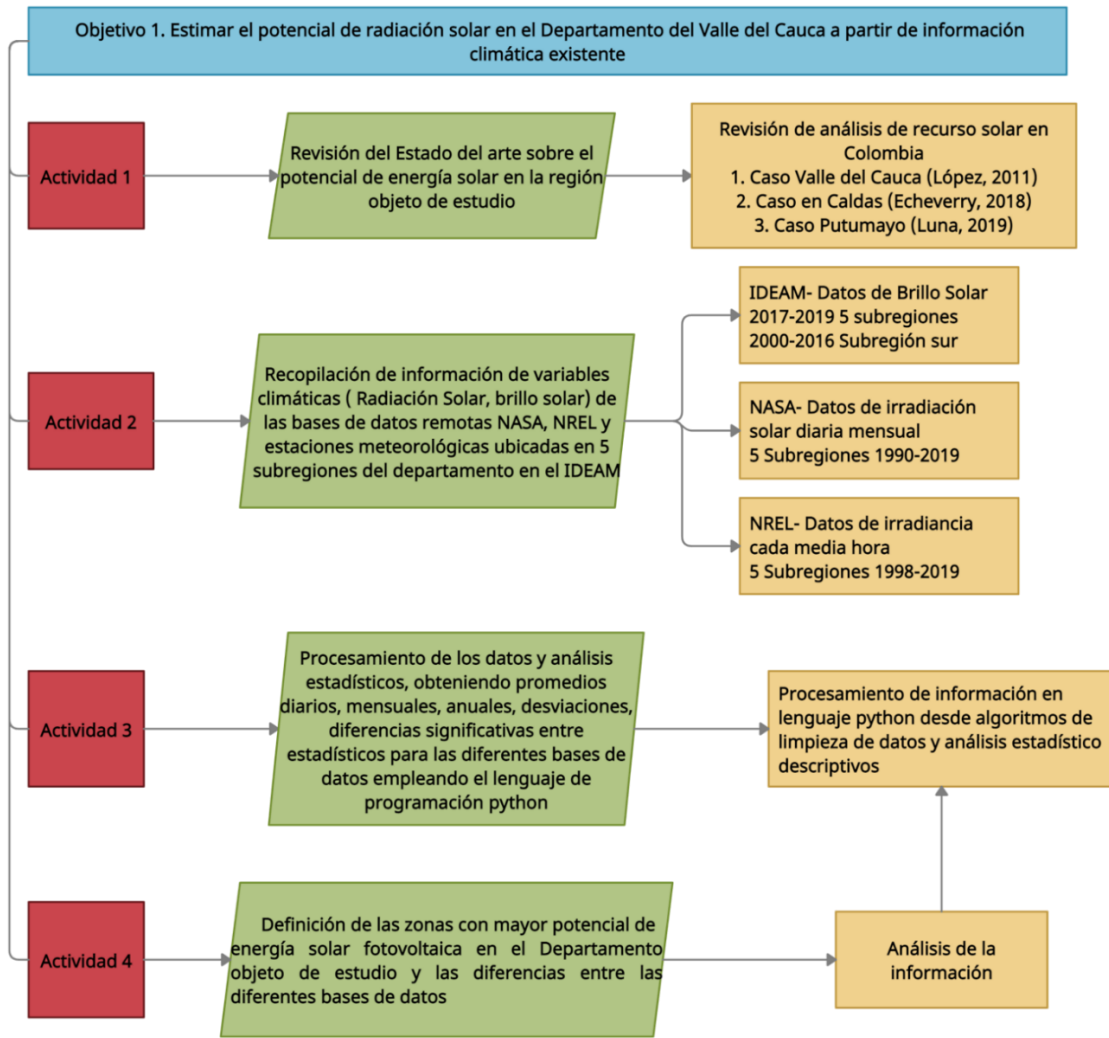
9.1 METODOLOGÍA PARA ESTIMAR EL POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA A PARTIR DE LA INFORMACIÓN CLIMÁTICA EXISTENTE

Para estimar el potencial de radiación solar en el departamento del Valle del Cauca se solicitó y se recopiló información de variables meteorológicas de las bases de datos del IDEAM a partir del Sistema de Información para la gestión de datos Hidrológicos y Meteorológicos – DHIME (IDEAM, 2020). Además, se descargó información de las bases de datos remotas de la NASA (NASA, 2021) y el NSRDB- NREL (NREL, 2021). En la Figura 8, se describen las actividades realizadas para procesar la información.

De las solicitudes de datos del IDEAM, se obtuvieron datos de horas brillo solar total al mes (n_m) y al año (n_a) de las estaciones meteorológicas ubicadas en 5 subregiones del departamento del Valle del Cauca descritas en la Tabla 4. Estos datos se analizaron estadísticamente y luego aplicando el método de Angström-Preseott establecido en la ecuación (1) del marco teórico, se calculó la irradiación solar mensual $G_{dm}(0)$ y anual $G_{da}(0)$ sobre la superficie horizontal.

En la recopilación de datos del NREL, para cada zona de estudio en las que se encuentran la estaciones del IDEAM, se encontraron datos de irradiancia para un período de media hora, estos datos se integran diariamente para obtener la irradiación solar diaria sobre la superficie horizontal $G_d(0)$. Se realiza un análisis estadístico y con este se calcula los promedios de irradiación solar diaria mensual $G_{dm}(0)$ y anual $G_{da}(0)$. De igual manera se recopila los datos de la NASA, esta fuente proporcionó datos del promedio de irradiación solar diario mensual $G_{dm}(0)$ y a partir de ellos se calcula los promedios de irradiación solar diario anual $G_{da}(0)$.

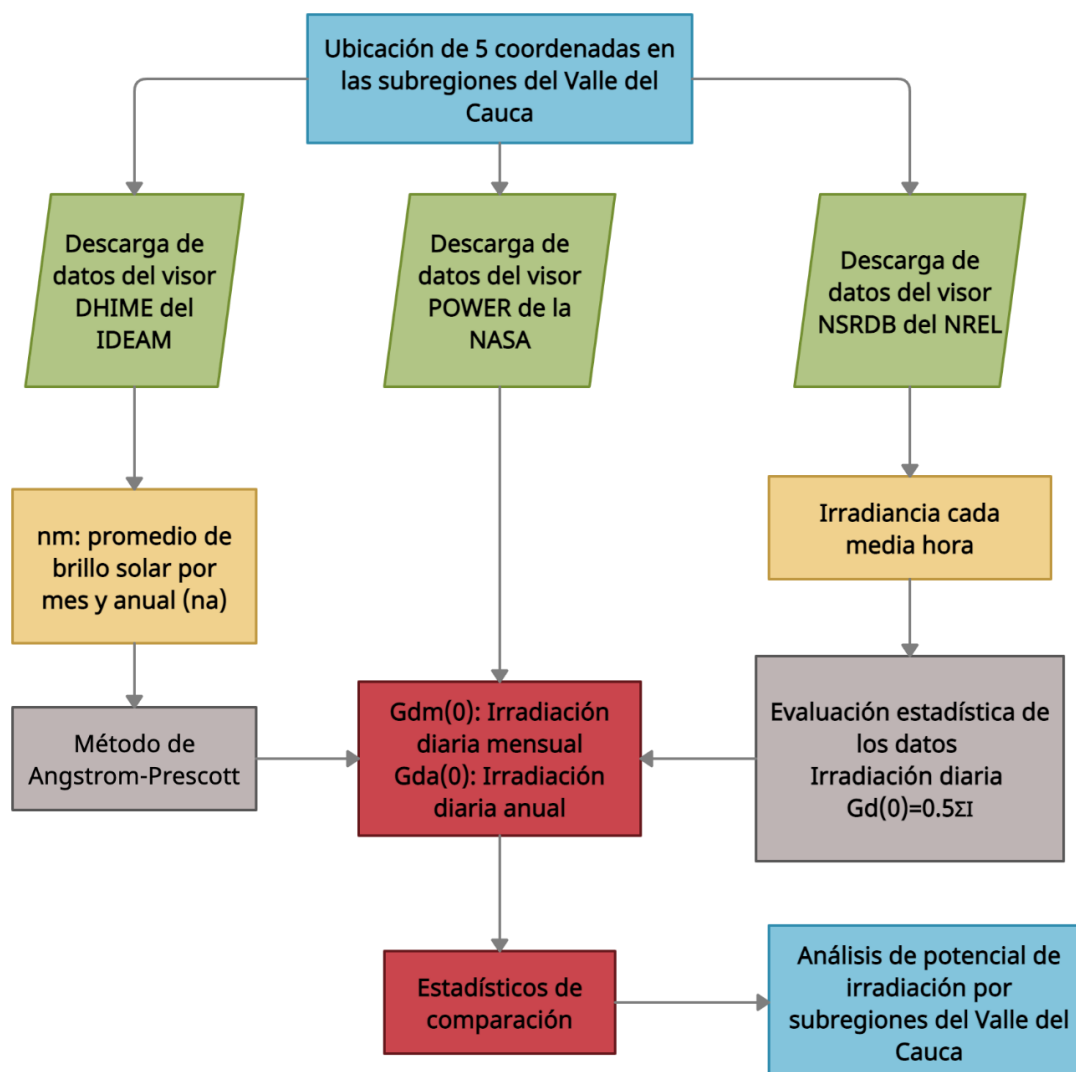
Figura 7. Metodología objetivo 1- Potencial Solar



Elaboración Propia

En la figura 9 se encuentra la metodología de operacionalización de las variables.

Figura 8. Operacionalización de variables a partir de información climática existente



Elaboración Propia

Para obtener los valores de irradiación para cada zona de estudio se realizan análisis gráficos y se analizan los resultados estadísticamente. Finalmente, se obtuvieron gráficas de radiación solar mensual, promedios históricos mensuales y variación anual de radiación solar para cada una de las subregiones del departamento.

9.2 METODOLOGÍA PARA CARACTERIZAR LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA INSTALADAS EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA

En la segunda fase de la investigación, primero se realizó una revisión de información en fuentes primarias y secundarias sobre proyectos desarrollados en la región. Se revisaron bases de datos de SSFV registrados en Celsia (EPSA) y en la UPME donde además se recopilaban para algunos proyectos registros de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). En esta indagación se recopiló información como correos de contacto de los promotores de los SSFV a los cuales se les envió el instrumento de recopilación de información diseñada en una investigación desarrollada con anterioridad en el grupo de investigación el cual se encuentra en ANEXO 1. La información recolectada permitió complementar los datos de las bases que ya se tenían.

Seguidamente, se realizó un análisis descriptivo de la información de los SSFV que se encuentran conectados a red en el Departamento del Valle del Cauca. Para el análisis de la información se tuvieron en cuenta los siguientes criterios de segmentación: Información general de los sistemas, datos ambientales, información financiera de los proyectos y datos técnicos. De esta manera, se abarcaron los diferentes temas de interés en cuanto a los SSFV existentes en el Departamento del Valle del Cauca. Los resultados se presentan en función de los cuatro análisis realizados:

I- Análisis General

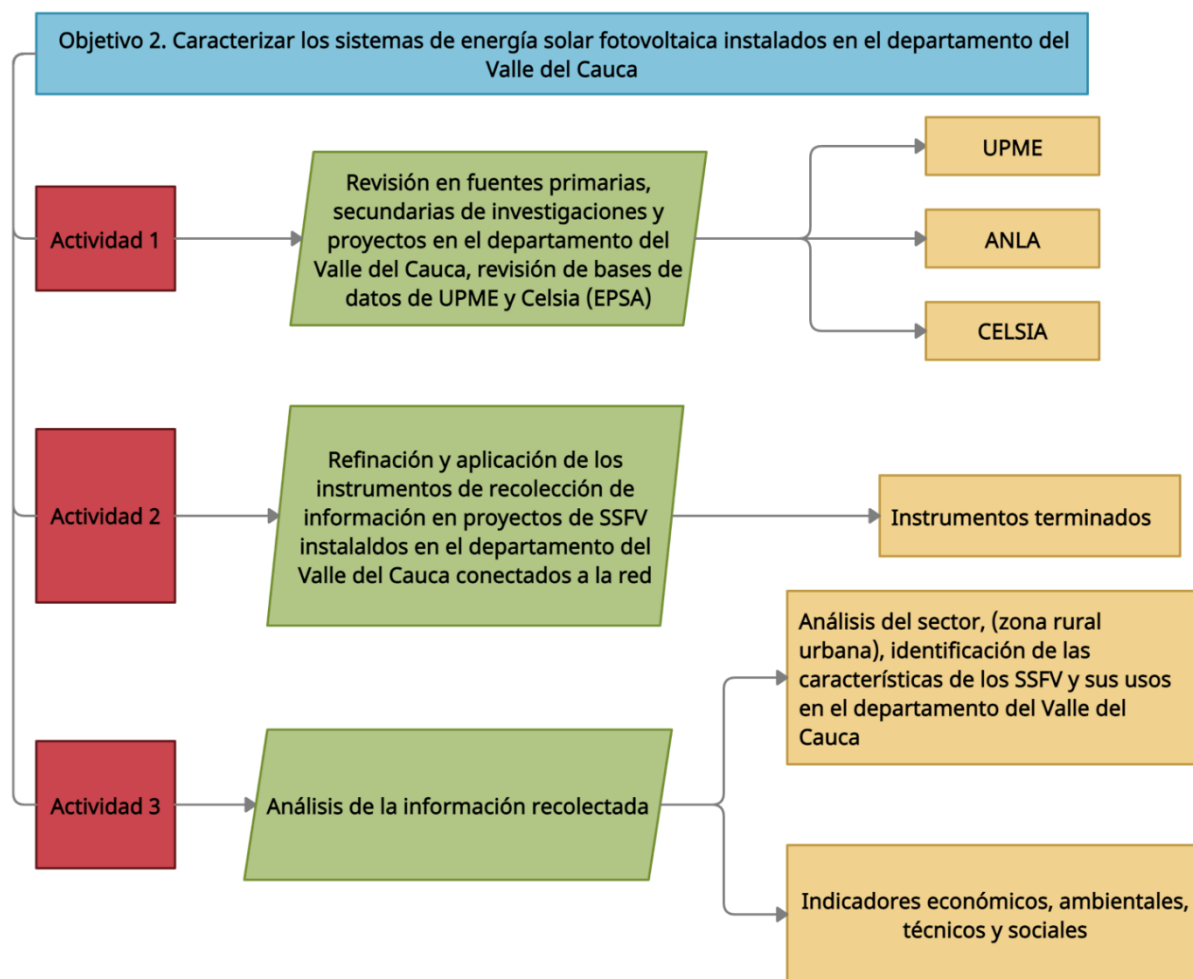
II- Análisis Ambiental

III- Análisis Financiero

IV- Análisis Técnico

En la figura 10 se presenta un esquema de los procedimientos realizados y los datos obtenidos en cada fase.

Figura 9. Metodología objetivo 2 - Caracterización de la región



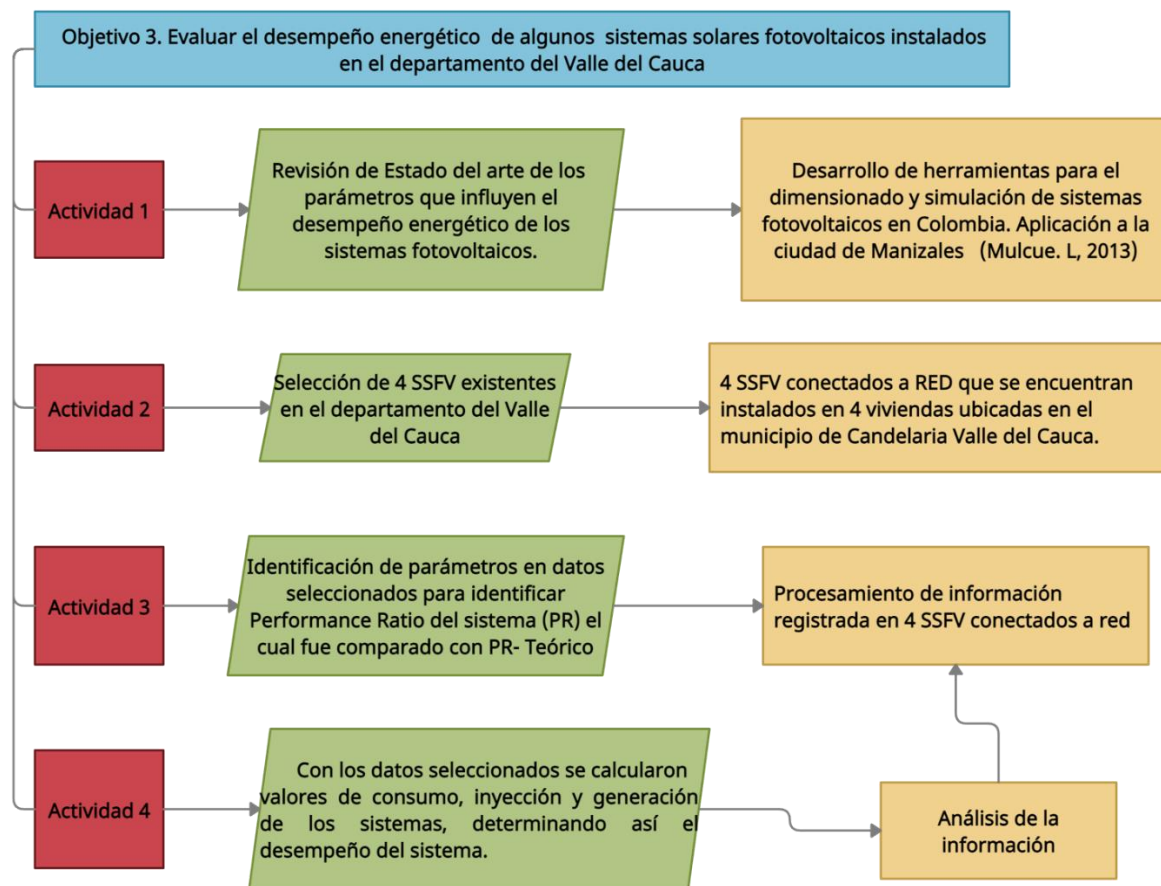
Elaboración Propia

9.3 METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL DESEMPEÑO ENERGÉTICO DE ALGUNOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA

Para el tercer objetivo, se realizó un análisis de la información recopilada de cuatro SSFV conectados a red instalados en 4 viviendas localizada en el municipio de Candelaria ubicado en el departamento del Valle del Cauca. Este municipio forma parte del área metropolitana de la capital del departamento, la ciudad de Cali. Este estudio de casos se realizó con el fin de evaluar el desempeño energético de los SSFV, para su desarrollo se tuvieron en cuenta las siguientes actividades.

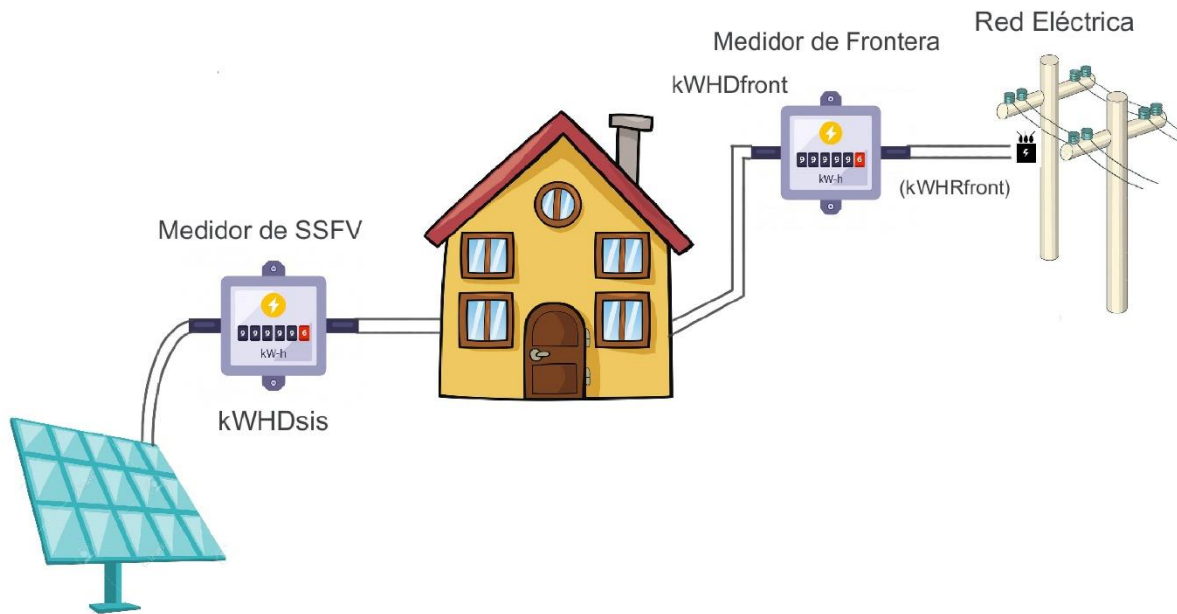
En los cuatros SSFV en estudio, se tenía dos instrumentos de medida: uno para el SSFV y otro de frontera. En el medidor del SSFV se tomaron datos de la energía producida por el sistema cada 15 minutos ($kWHD_{sis}$). En el medidor de frontera se tomaron dos datos: uno a la salida de la vivienda y entrada al medidor ($KWHD_{front}$) y otro a la salida de la red y entrada al medidor ($kWHR_{front}$). En la Figura 12 se presenta en forma esquemática la ubicación de los medidores y los datos recolectados.

Figura 10. Metodología objetivo 3- Desempeño energético



Elaboración Propia

Figura 11. Ubicación instrumentos de control

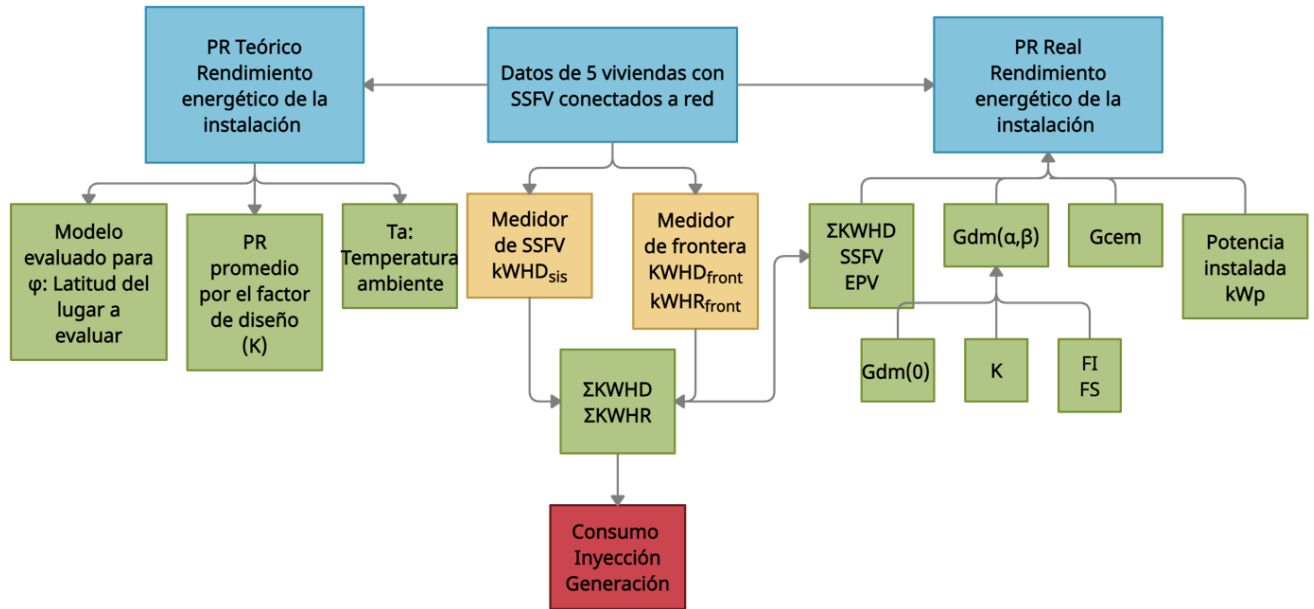


Elaboración Propia

En la Figura 13 se encuentra la operacionalización de las variables y el procedimiento para determinar tanto la generación, el consumo y la inyección como el PR teórico y el PR real que permiten conocer el desempeño energético de los sistemas.

Se realizaron las sumatorias de los valores $kWHD_{sis}$, $KWHD_{front}$ y $kWHR_{front}$ para cada día y cada mes y a partir de estos totales se calculó la generación ($kWHD_{sis}$), el consumo ($kWHD_{sis} - kWHD_{front} + kWHR_{front}$) y la inyección diaria y mensual ($kWHD_{front} - kWHR_{front}$) así:

Figura 12. Operacionalización de las variables desempeño energético



Elaboración Propia

Finalmente se analizaron la generación, el consumo y la inyección de los SSFV para los meses medidos y se realizaron las comparaciones entre ellos. Se determinó el desempeño energético de los sistemas a partir de los valores de PR obtenidos (PRteórico: ecuaciones 11-17 y PRreal: 9 -10)

10 RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los objetivos. Inicialmente, se presenta un análisis del potencial de radiación solar en el departamento del Valle del Cauca a partir de información climática existente en 3 bases de datos IDEAM, NASA Y NREL. Después, se realiza la caracterización de algunos proyectos fotovoltaicos conectados a red que se encuentran registrados en UPME, ANLA y CELSIA. Finalmente, se determina el desempeño energético de 4 SSFV conectados a red instalados en el municipio de Candelaria.

10.1 POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA

En esta sección se presentan los análisis realizados para dar cumplimiento al objetivo 1, teniendo en cuenta la información las estaciones remotas de dos bases de datos NASA y NSRDB, así como el análisis de estaciones meteorológicas del IDEAM.

10.1.1 Irradiación Solar Global Horizontal Desde Las Estaciones Del IDEAM

Los datos reportados por el IDEAM que se usaron con el objetivo de estimar el potencial de energía solar son las horas de brillo solar (hbs) total de cada mes y anuales. En la Tabla 4 se describen las características de cada estación de la cual se tomaron las series de datos para cada subregión y el rango de años de cada una.

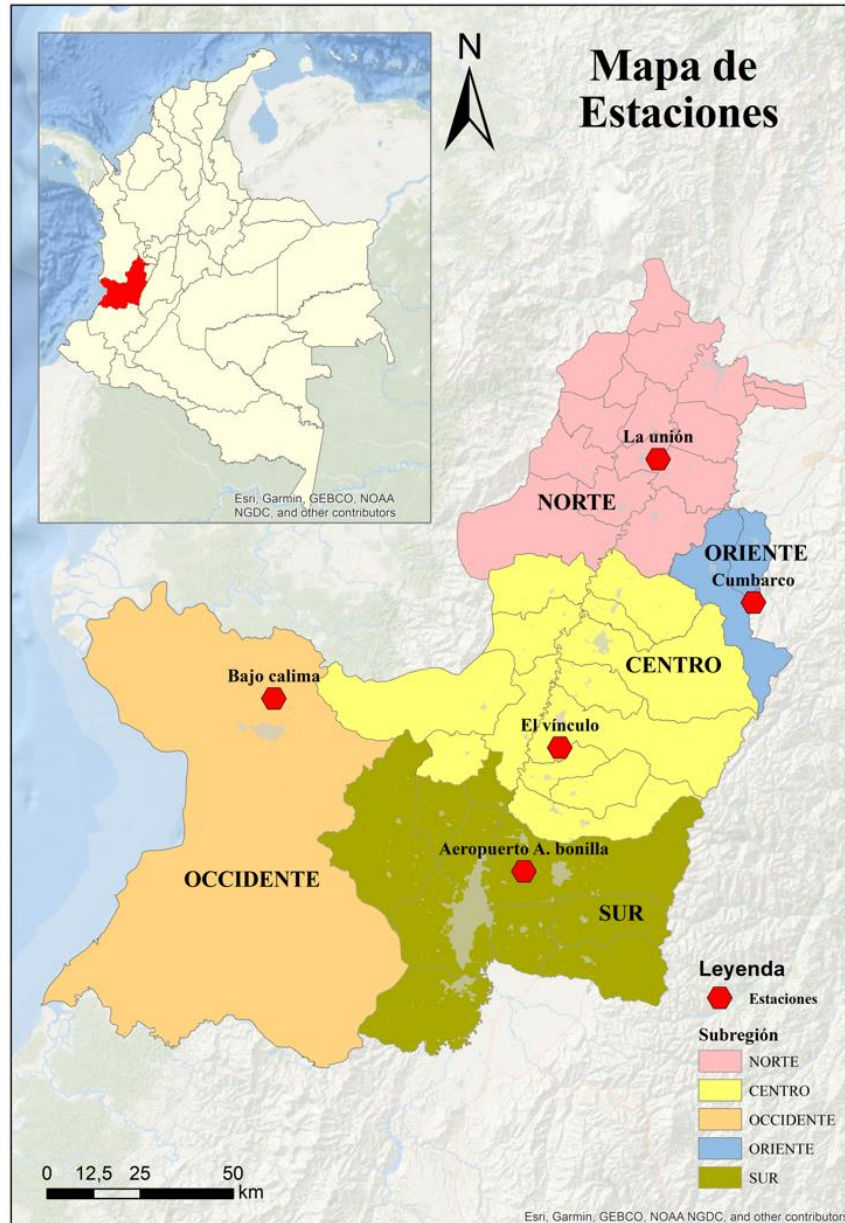
Tabla 4. Estaciones del IDEAM con datos de hbs para el departamento del Valle del Cauca

Subregión	Nombre de la estación	Latitud (°)	Longitud (°)	Altitud	Temperatura promedio (°C)	Años de la serie
Sur	Aeropuerto A. Bonilla [26075040]	3.54	-76.39	970	24.5°	2000-2017- Anual 2017,2018,2019- Mensual
Occidente	Bajo calima [54075020]	3.95	-76.99	66	27°	2017,2018,2019 Mensual

Norte	Cent admo La Unión [26115040]	4.53	-76.06	934	24.5°	2017,2018,2019 Mensual
Oriente	Cumbarco [26125130]	4.19	-75.83	1749	20.5°	2017,2018,2019 Mensual
Centro	El vínculo - aut [26095320]	3.83	-76.30	1119	26.5°	2017,2018,2019 Mensual

En la Figura 14 se observa la ubicación de las estaciones del IDEAM que reportan datos *hbs* para las cinco subregiones del departamento del Valle del Cauca: La zona color rosada indica la subregión norte, el azul oriente, amarilla centro, verde sur y naranja occidente.

Figura 13. Localización de las estaciones del IDEAM en las zonas del departamento del Valle del Cauca



Modificado en ArcMap, aplicación de ArcGis

Aplicando el método Angström-Prescott establecido en la ecuación (1) del marco teórico a los datos de *hbs* reportados por el IDEAM para una serie de tiempo de 3 años (2017, 2018 y 2019), se calculó la irradiación sobre superficie horizontal, y se obtuvo como salida el

promedio anual $G_{da}(0)$. En la Tabla 5 se registran los $G_{da}(0)$ y sus estadísticas suponiendo una distribución normal; se realizaron los análisis con una significancia de 5% correspondiente a un intervalo de confianza IC del 95%, además se dan los valores del error estándar EE y desviación estándar S . Es de anotar que en las estaciones del IDEAM no se encontraron datos completos, de todas las regiones, para un rango de tiempo más amplio, por tanto, se procedió con los análisis para estos tres años únicamente.

Tabla 5. Promedio diario anual $G_{da}(0)$ de irradiación calculado de los datos del IDEAM

Irradiación solar global sobre superficie horizontal $G_{da}(0)$ (kWh. día /m²)					
Subregión	Norte	Centro	Occidente	Oriente	Sur
Promedio	4.92	4.60	4.16	3.77	4.79
Máximo	5.74	5.25	4.84	4.47	5.41
Mínimo	3.95	3.86	3.50	3.18	4.22
S	0.45	0.50	0.39	0.49	0.38
EE	0.14	0.23	0.12	0.16	0.11
IC95%	0.27	0.44	0.24	0.31	0.22

En la tabla anterior se observa que la subregión con el promedio de $G_{da}(0)$ más alto es la subregión norte con un valor de 4.92 kWh.día/m², esta subregión se encuentra rodeada por las cordilleras occidental y central, lo que significa para esta zona una topografía quebrada en los extremos y un valle en el medio, estas condiciones permiten suponer que su baja nubosidad indica una zona con muy buena captación de radiación. Los resultados obtenidos parecen consistentes con diferentes investigaciones; por un lado el estudio publicado por (Rosa & Silva, 2021) donde se entiende que las nubes son los moduladores dominantes de la radiación, tanto en la superficie como en la parte superior de la atmósfera y tienen un gran impacto en el equilibrio energético de la Tierra. Y por otro lado (Antonanzas et al., 2018) en el estudio para aumentar la irradiancia en el plano en condiciones nubladas; se estableció que la estación más soleada aumenta su irradiación anual en un 0,16% bajo un modelo de predicción. Se registraron incrementos diarios de irradiación de hasta un 19,91% en comparación con las zonas en alta nubosidad

La subregión oriente cuenta con una zona montañosa con la altitud más alta presente en el estudio; si bien la altitud determina la cantidad de radiación que se recibe debido a que en zonas de alta montaña el aire es más limpio y más delgada la capa atmosférica que deben recorrer los rayos solares, la nubosidad también juega un papel importante. En promedio, por cada 1.000 metros de incremento de la altitud, la radiación aumenta entre un 10% a un 12%, pero las nubes pueden tener un impacto importante en la cantidad de radiación que recibe la superficie terrestre, generalmente las nubes densas bloquean más radiación que una nube delgada. Por tanto, en la región oriente se presenta el promedio más bajo ya que el factor que afecta en mayor parte la radiación efectiva es la alta nubosidad.

Para la subregión sur se da un promedio de radiación de 4.79 (kWh.día / m²), dato importante ya que esta subregión se caracteriza por presentar alto volumen de proyectos fotovoltaicos, como se presentarán en el siguiente objetivo, además en esta región se encuentra la capital del departamento y las zonas industriales más desarrolladas del país.

Ya que para la subregión sur se cuenta con datos del año 2000 a 2016 se aplicó el método Angstrom establecido en la ecuación (1) del marco teórico a los datos de hrs anuales recopilados en la estación meteorológica ubicada en el Aeropuerto Alfonso Bonilla Aragón que se encuentra en el municipio de Palmira Valle. Se calculó la irradiación sobre superficie horizontal para obtener como salida el promedio anual $G_{da}(0)$. En la Tabla 6 se registra el análisis de los datos de hrs según la metodología descrita suponiendo una distribución normal, los análisis se realizaron con una significancia de 5% correspondiente a un intervalo de confianza IC del 95%, además se dan los valores del error estándar EE y la desviación estándar S.

Tabla 6. Análisis para estación meteorológica de la subregión sur

Año	Brillo solar medio anual (hbs)	$G_{da}(0)$. Irradiación solar sobre la superficie promedio anual (kWh.día/m ²)
2000	159.22	4.77
2001	148.55	4.60
2002	164.16	4.84
2003	147.65	4.59
2004	169.64	4.93
2005	156.39	4.73
2006	161.16	4.80
2007	153.83	4.69
2008	156.54	4.73
2009	169.47	4.93
2010	144.83	4.54
2011	150.46	4.63
2012	157.94	4.75
2013	130.97	4.31
2014	162.59	4.82
2015	158.54	4.76
2016	137.18	4.42
Promedio	154.65	4.69
Máximo	169.64	4.93
Mínimo	130.967	4.31
S	10.49	0.17
EE	2.54	0.04
IC95%	4.99	0.08

Se evidencia que para esta subregión la mayor irradiación $G_{da}(0)$ se presentó en 2004 y 2009, y la más baja se dio en el año 2013. Se obtuvo un promedio anual de 4.69

kWh.día/m² el cual difiere del análisis anual para tres años (mostrado en la tabla 5) en solo un 2.03%.

Para este estudio se estimaron los coeficientes de la ecuación de Angstrom a y b, a partir de Gopinathan (1988), modelo establecido para cualquier ubicación en todo el mundo mediante las ecuaciones (7) y (8), ya que la precisión de los datos estimados sobre la radiación global puede mejorarse aún más al obtener constantes regionales en las ecuaciones de a y b (Gopinathan, 1988). Para el valle del Cauca se obtuvieron constantes regionales, como se observa en la Tabla 7.

Tabla 7. Coeficientes de la ecuación de Angstrom para el Valle del Cauca

Subregión	a	b
Norte	0.29	0.43
Sur	0.29	0.43
Occidente	0.31	0.41
Centro	0.28	0.45
Oriente	0.20	0.54

10.1.2 Evaluación De La Irradiación Solar Global Horizontal Según Datos Del NREL

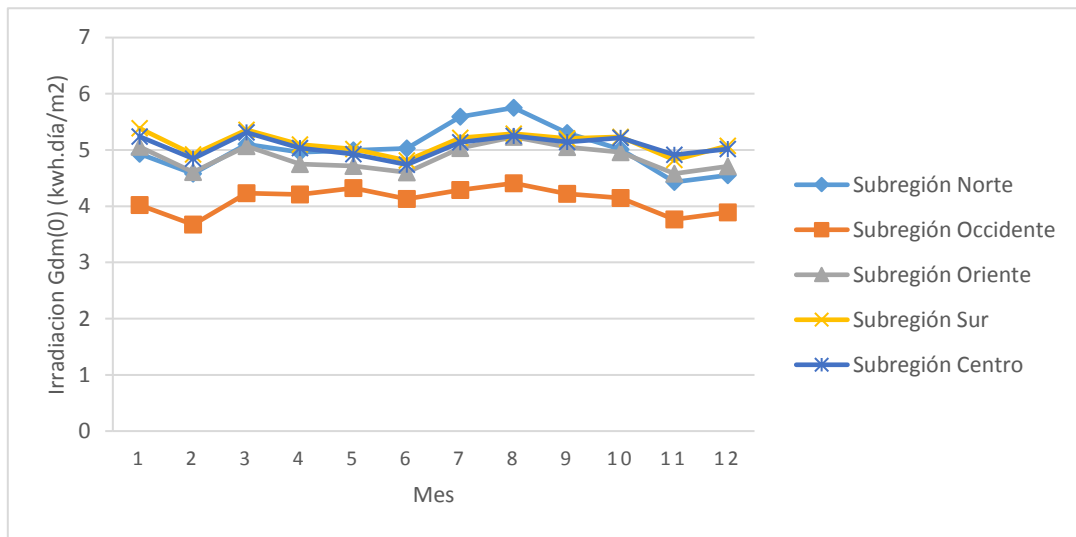
La base de datos remota del NREL reporta valores de irradiancia solar sobre superficie horizontal cada media hora entre los años de 1998 al 2019, con una resolución espacial de 4 km por 4 km. Los datos que se recopilaron son de lugares cercanos a las coordenadas de las estaciones del IDEAM.

NREL arroja información de irradiancia cada media hora, para el procesamiento de la información se construyó un algoritmo de procesamiento de los datos registrados en el lenguaje de programación Python (ANEXO 2), que permitió integrar la irradiancia diariamente, después calcular la irradiación diaria global sobre superficie horizontal $G_d(0)$, luego calcular el promedio diario mensual $G_{dm}(0)$ y el promedio diario anual $G_{da}(0)$. Estos valores se registran en la siguiente Tabla 8, y su comportamiento mensual se puede observar en la Figura 15.

Tabla 8. Promedio diario anual $G_{da}(0)$ de irradiación horizontal para NREL

Irradiación solar global sobre superficie horizontal $G_{da}(0)$ (kWh. día / m ²) para NREL					
Subregión	Norte	Occidente	Oriente	Sur	Centro
Promedio	5.02	4.11	4.86	5.12	5.07
Máximo	5.49	4.41	5.23	5.40	5.35
Mínimo	4.73	3.67	4.56	4.85	4.83
S	0.23	0.21	0.183	0.15	0.15
EE	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03
IC 95%	0.09	0.09	0.07	0.06	0.06

Figura 14. Datos NREL, promedio diario mensual de irradiación superficial $G_{dm}(0)$



Elaboración Propia

Al igual que para el IDEAM, los promedios más altos del departamento desde las bases de datos del NREL se dieron para las subregiones sur y norte, zonas con una topografía en valle donde no cambian mucho las alturas.

Por el contrario, la zona con el menor promedio fue occidente que cuenta con una diversidad de alturas, su topografía se compone de valle costero, región plana perteneciente a la costa pacífica, pie de monte, región ondulada con colinas que no superan los 350

metros y sector alta montaña, que comprende la parte montañosa del costado occidental de la cordillera occidental, caracterizada por altas pendientes (UPME, 2017). De lo anterior se puede determinar que existen en cortas distancias diferentes alturas y pisos térmicos. Por tanto, en la resolución de los datos del NREL, los valores de irradiación no muestran relación con la ubicación y la altura, por ejemplo, la subregión oriente que está a una altura de 1749 msnm, tiene un clima frío y es una zona con nubosidad alta muestra un valor de irradiación mayor que occidente con una altura de 66 msnm.

Lo anterior parece consistente con diferentes investigaciones; por una parte en un estudio sobre los impactos de la calidad de los datos de cobertura terrestre en las simulaciones climáticas regionales se expresaron problemas de mezcla espectral entre clases, p. Ej. Por topografía, tierras de cultivo, zonas urbanas y bosques (Sertel, Robock, & Ormeci, 2010).

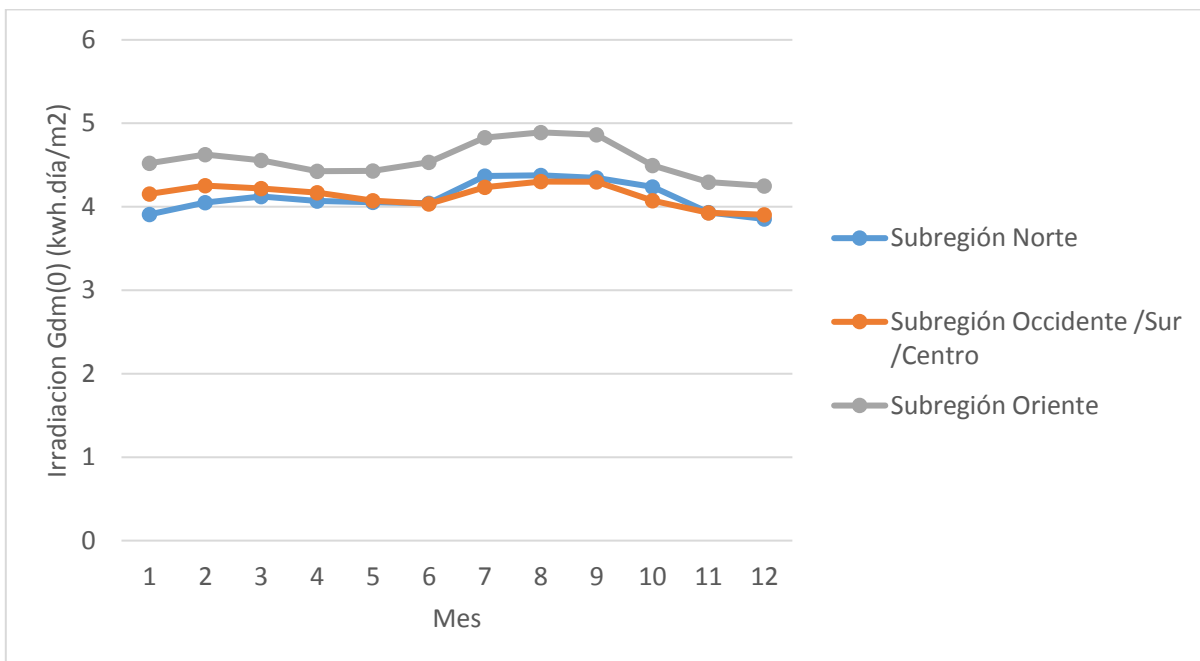
10.1.3 Evaluación De La Irradiación Solar Global Horizontal Según Datos De La NASA

La NASA reporta datos de promedios diarios $G_d(0)$ de irradiación solar global sobre superficie horizontal, con una resolución de 0.5° por 0.5° (aproximadamente 55 km por 55 km), se tomaron datos para el periodo comprendido entre los años de 1990 al 2019. Para el procesamiento de la información se construyó un algoritmo de procesamiento de los datos registrados en el lenguaje de programación Python (ANEXO 3) con el fin de calcular el promedio diario mensual $G_{dm}(0)$ y el promedio diario anual $G_{da}(0)$. Estos valores se registran en la Tabla 9 y el comportamiento mensual se evidencia en la Figura 16.

Tabla 9. Promedio diario anual $G_{da}(0)$ de irradiación horizontal para NASA

Irradiación solar global sobre superficie horizontal $G_{da}(0)$ (kWh. día / m ²) para NASA					
Subregión	Norte	Centro	Occidente	Oriente	Sur
Promedio	4.11	4.14	4.14	4.56	4.14
Máximo	4.52	4.66	4.66	4.81	4.66
Mínimo	3.86	3.94	3.94	4.35	3.94
S	0.17	0.13	0.13	0.11	0.13
EE	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02
IC 95%	0.06	0.05	0.05	0.04	0.05

Figura 15. Datos NASA, promedio diario mensual de irradiación superficial $G_{dm}(0)$



Elaboración Propia

Se puede observar que para las subregiones occidente, sur y centro los datos registrados son iguales, esto debido a la resolución espacial de la NASA, son coordenadas que están relativamente cerca y, para esta estación, no se alcanza a establecer diferencias en la

información. En la Figura 17 se puede evidencia una recta de 55 km que cubre más de una estación donde los datos reportados por la NASA son iguales.

Figura 16. Cercanía entre subregiones para datos NASA



Modificado en ArcMap, aplicación de ArcGis

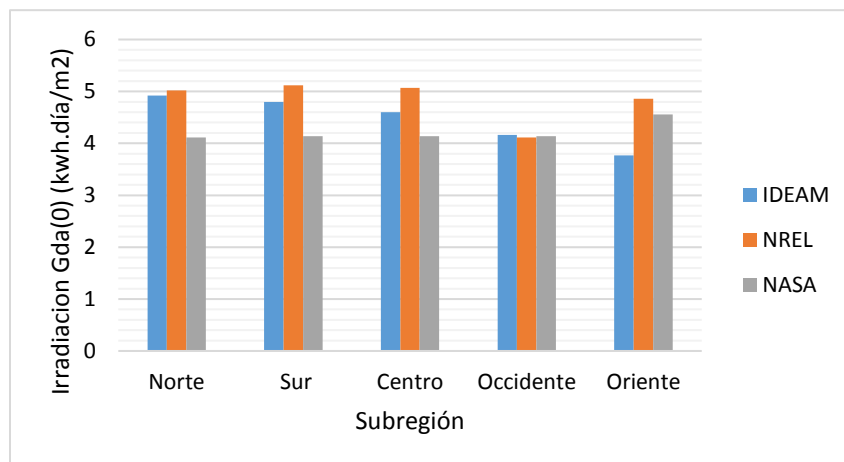
Para la NASA la subregión con el promedio más alto de $G_{da}(0)$, se da en el oriente, lo contrario a los datos reportados por IDEAM. La diferencia de los anteriores resultados se debe a la resolución espacial de los datos de la NASA que abarca grandes áreas, además su alto promedio puede darse ya que la medición de radiación solar sobre terrenos complejos tiene una gran variación espacial y temporal desde sistemas remotos.

Es de anotar que los promedios para la subregión norte son similares para las 3 bases de datos, lo cual puede darse debido a que es una zona totalmente plana en donde no se encuentran variaciones de alturas lo cual favorece la precisión de los datos.

10.1.4 Comparación De Resultados IDEAM NASA NREL

Con el fin de realizar una comparación de los valores de irradiación, en la Figura 18 se pueden observar los promedios de irradiación diaria anual $G_{da}(0)$ para cada subregión del Valle del Cauca medidas desde diferentes bases de datos, NASA, NREL e IDEAM.

Figura 17. Comparación promedios de irradiación diaria anual $G_{da}(0)$, entre las bases de datos IDEAM, NASA Y NREL



Elaboración Propia

Tabla 10. Comparación promedios de irradiación diaria anual $G_{da}(0)$, entre las bases de datos IDEAM, NASA Y NREL

Subregión	IDEAM (kWh.día/m ²)	NREL (kWh.día/m ²)	NASA (kWh.día/m ²)	Promedio (kWh.día/m ²)
Norte	4,92	5,02	4,11	4,69
Sur	4,80	5,12	4,14	4,68
Centro	4,60	5,07	4,14	4,60
Occidente	4,16	4,11	4,14	4,14
Oriente	3,77	4,86	4,55	4,39

Para las tres bases de datos la subregión con el mayor promedio de irradiancia es la norte, seguida de la subregión sur, como se mencionó anteriormente se presentan comportamiento parecidos. Pasa lo contrario en la subregión oriente, aquí se presentan diferencias significativas, lo que puede indicar que la presencia de alta nubosidad y las zonas montañosas interfieren en la información registrada desde las tres bases de datos.

Los valores de irradiación de los promedios anuales y de los promedios por región se evaluaron con diferentes estadísticos tomando como referencia los valores calculados con datos del IDEAM. Se evaluó el error de sesgo medio ESM, el error porcentual medio EPM, la raíz cuadrada del error cuadrático medio RECM y un estadístico t que relaciona los anteriores estadísticos, en el ANEXO 4 se muestran las ecuaciones usadas para calcular cada uno de los estadísticos (Guzmán Martínez et al., 2013). En la Tabla 10 se pueden observar las comparaciones de los resultados obtenidos para NASA y NREL y en la Tabla 11 la comparación de los resultados de $G_{da}(0)$ para la subregión sur desde las bases de datos del IDEAM, NASA y NREL.

Tabla 11. Comparación de resultados de irradiación G_{da} de NASA y NREL

Subregión	NREL $G_{da}(0)$ (kWh. día / m ²)	NASA $G_{da}(0)$ (kWh. día / m ²)	ESM	EPM %	RECM	Estadístico t
Norte	5.02	4.11	0.93	-22.7	0.96	17.36
Sur	5.12	4.14	0.97	-25.70	1.04	11.64
Centro	5.07	4.14	0.98	-24.32	1.00	22.02
Occidente	4.11	4.14	-0.003	0.092	0.17	0.09
Oriente	4.86	4.56	0.34	-7.509	0.37	10.90

Tabla 12. Comparación de resultados de irradiación $G_{da}(0)$ para la Subregión Sur del IDEAM, NASA y NREL

Subregión Sur		IDEAM $G_{da}(0)$ kWh.día/m ²	ESM	EPM %	RECM	Estadístico t
NREL $G_{da}(0)$ kWh.día/m ²	5.2	4.80	0.46	-9.82	0.49	9.69
NASA $G_{da}(0)$ kWh.día/m ²	4.14	4.80	-0.65	13.69	0.65	41.66

De los resultados de la Tabla 11, entre los datos evaluados entre NREL y NASA para la subregión occidente, el ESM indica una subestimación, pero mínima, para las demás regiones una sobreestimación. Los EPM indican que para la subregión occidente las desviaciones son aceptables lo que indica una buena precisión entre estas dos bases de datos remotas, es de anotar que ambas bases de datos se encuentran localizadas en la zona de la cordillera de la subregión, pero la región involucra otras zonas como valle costero y montaña. Para las subregiones norte, sur y centro se presentan valores críticos.

En las Tabla 11. Se presentan las comparaciones estadísticas para el análisis particular realizado en la subregión sur, entre NASA e IDEAM se presenta una subestimación y muy baja precisión; entre NREL e IDEAM se presenta una sobreestimación y una baja precisión. Lo anterior confirma que los datos de la NASA no son precisos por su resolución, y están un poco más alejados de las medidas que se pueden medir en el lugar, además, que NREL tienen mayor precisión que los de la NASA, lo demuestra que NREL se ajustan mejor a los datos del IDEAM.

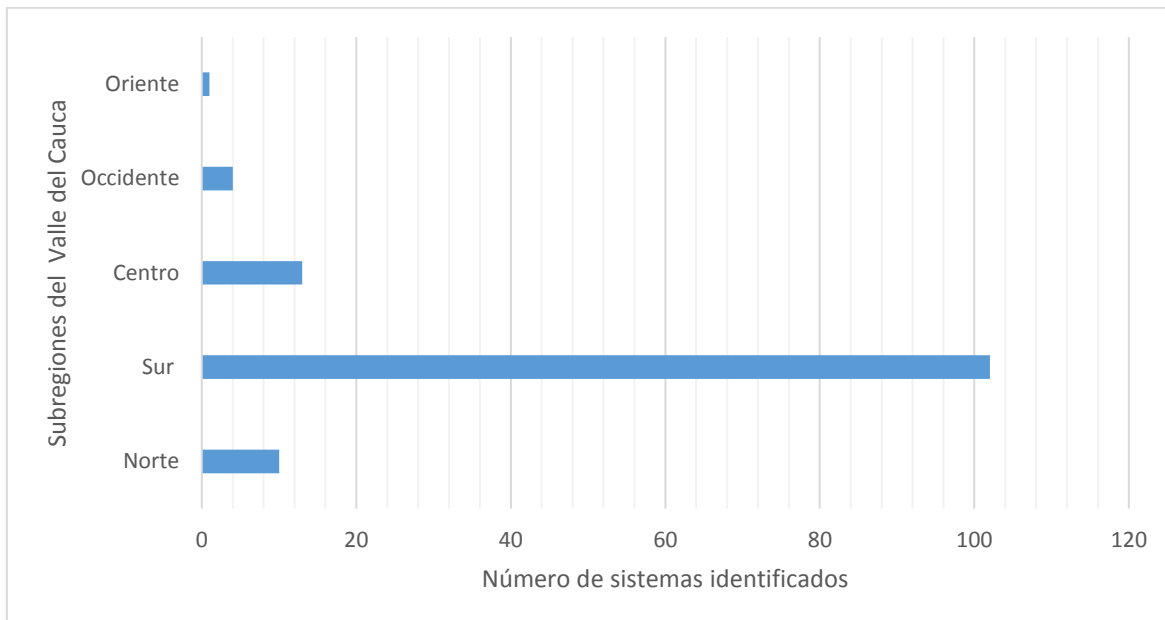
10.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA INSTALADOS EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA

En esta sección se presentan los resultados relacionados con la caracterización de los SSFV conectados a red en el departamento del Valle del Cauca. Primero se realizó una descripción general de los sistemas solares FV encontrados en el Departamento del Valle del Cauca, posteriormente se presenta un análisis ambiental, financiero y técnico de tales sistemas.

10.2.1 Análisis General

En el departamento del Valle del Cauca se identificaron 130 SSFV conectados a red (UPME- SIEL, 2020), los cuales se encuentran distribuidos en las diferentes subregiones como se identifica en la Figura 19. La subregión sur presenta la mayor participación de los SSFV en un 78.46%, en esta zona se encuentra la capital del departamento, la ciudad de Cali, y algunas ciudades altamente industrializadas como Yumbo y Palmira Valle. Seguidamente con un 10% se encuentra la subregión centro, donde se encuentran ciudades como Buga y Tuluá, que son de alta participación comercial en el departamento.

Figura 18. SSFV en el departamento del Valle del Cauca



Elaboración Propia

La subregión sur, donde la participación ha sido evidente, se ha caracterizado por contar con un sector de empresas, de comercio y de educación considerable. En primera instancia, se resalta la ciudad de Cali como la capital del Departamento, con una extensión de 619 km² y eje principal de la actividad empresarial del suroccidente del País. La producción industrial del Valle del Cauca durante enero-noviembre de 2019 aumentó 1.8% frente a igual periodo de 2018. Los subsectores textiles, confecciones y cuero (8.2%), muebles y madera (5.9%), sustancias y productos químicos, farmacéuticos, de caucho y plástico (4.8%), papel e imprentas (4.0%) y resto de la industria (2.7%) jalaron dicho crecimiento (Pérez et al., 2017).

Entre las principales ciudades de Colombia, Cali registró el segundo mayor crecimiento de la producción industrial (2.4%) durante enero-noviembre de 2019 después de Barranquilla (4.8%). Cali y Yumbo registraron crecimientos anuales superiores al total de la industria nacional en el mismo periodo (2.4 y 1.9%) respectivamente. La región del Valle del Cauca es la que posee un consumo per cápita eléctrico más alto del país, seguido de Noroeste, Centro y Costa – Caribe (UPME, 2020), las cuales están reflejadas primordialmente por el nivel de la actividad económica en sectores claves de consumo de

electricidad (Industria y comercial). El departamento presenta un gran potencial, cuenta con el sistema solar fotovoltaico más grande del país instalado en una institución educativa - Universidad Autónoma de occidente, y cuenta con la primera granja solar de Colombia desde finales de 2017, la cual genera 16 GWh año de energía (CELSIA, 2018).

Teniendo en cuenta el potencial y las oportunidades de inversión que ofrece el Valle del Cauca para el desarrollo de proyectos de energías renovables, es importante conocer como la Ley 1715 de 2014 ha impactado la región, desde los incentivos tributarios para la inversión, investigación y desarrollo; y para la producción y utilización de energía a partir de las FNCE, caso que se evidencia en el desarrollo de esta investigación.

En la Tabla 12 se presentan los 5 SSFV de mayor capacidad que se presentan en el departamento. Según la UPME, el proyecto CSF Cartago de 99 MW se encuentra en proceso; y al finalizar se convertiría en uno de los más grandes del país lo que convertirá el norte del valle en una zona inclusiva en temas energéticos. Esta zona se caracteriza por tener un gran potencial solar, de acuerdo con los análisis presentados en la sección anteriores la subregión con el promedio de irradiancia más alto de 4.69 kWh.día/m². De estos 5 grandes sistemas, 2 hacen parte del Norte del Valle y 3 del Sur del Valle. Lo que las convierte en zonas pioneras energéticamente.

Tabla 13. Sistemas SSFV de mayor capacidad

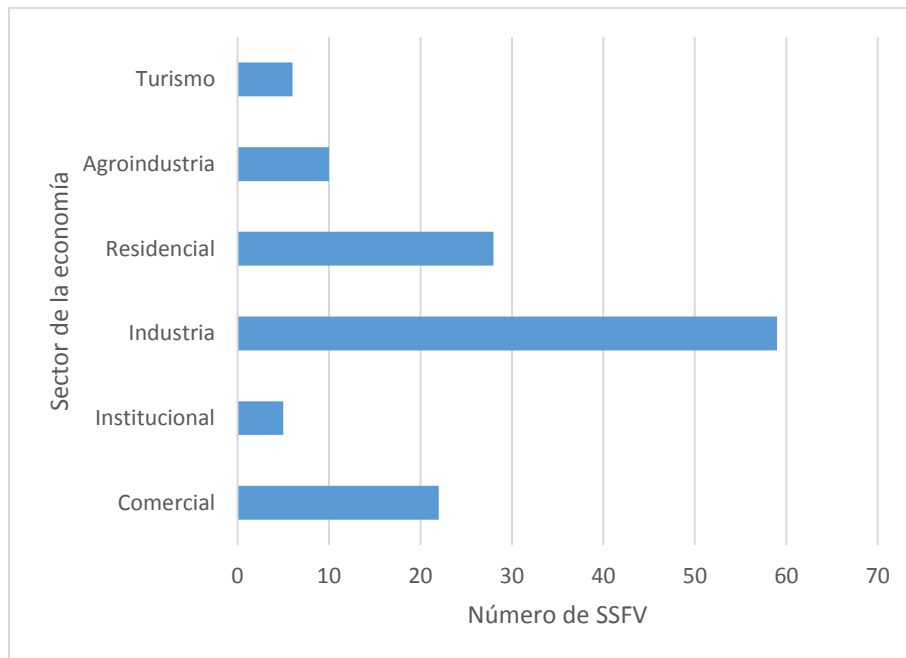
Municipio	Proyecto	Capacidad (kW)	Sector de la economía
Obando	CSF continua Cartago 99 MW	99.000	Industria Energética
Yumbo	Parque solar EMCALI	70.000	Industria Energética
Cali	Proyecto fotovoltaico Golondrina valle del cauca	9.900	Industria Energética

Yumbo	Proyecto fotovoltaico Celsia solar yumbo	9.900	Industria Energética
Roldanillo	Parque Solar Roldanillo	9.900	Industria Energética

En cuanto al sector de la economía donde emplean la energía solar fotovoltaica registradas en el departamento, se identificó que el sector industrial es el de mayor participación con un 45,4%. Este resultado está de acuerdo con el hecho de que la mayoría de SSFV se encuentran en la subregión sur donde se encuentran las grandes ciudades industriales del departamento como Cali y Yumbo. En segundo lugar, se encuentra el sector residencial en un 21,5% como se muestra en la Figura 20.

Desde un estudio realizado por la UPME (UPME, 2018), se presenta que el departamento del Valle posee una mayor relevancia en el consumo de electricidad de los sectores Industrial y Comercial frente al total Nacional. Esto se encuentra ligado especialmente, a que en la subregión sur se localizan la gran mayoría de la industria alimenticia y agroindustrial. En cuanto al sector residencial, los hábitos de consumo y la penetración de electrodomésticos más eficientes, han impactado el consumo en dicho sector, manteniéndose estable durante los años 2013 a 2018; Además, se puede corroborar que la intensidad energética ha venido disminuyendo, convirtiéndose en un indicador de eficiencia energética. Lo que traduce en una reducción del consumo energético mediante la utilización de tecnologías más eficientes. Sin embargo, en el período 2015 – 2018 se redujo el consumo energético, mediante cambios en los hábitos de comportamiento; esto ligado al desarrollo de los SSFV en el departamento se correlaciona muy bien ya que está ligado al nivel de industrialización y de desarrollo de la economía, así como también en cuanto al avance en I+D+i de las tecnologías, como de su progreso productivo y laboral.

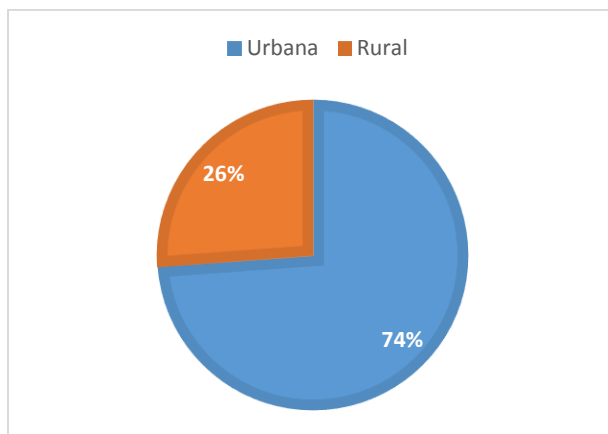
Figura 19. Sectores de la economía de los SSFV



Elaboración Propia

En cuanto al tipo de zona donde están distribuidos los SSFV, el 74% se encuentran en la zona urbana y el 26% en la zona rural. Esto se debe a que la mayoría de las industrias identificadas se encuentran en las cabeceras municipales. Cabe destacar que el sector de la agroindustria es participativo en los proyectos identificados en un 7.69%.

Figura 20. Zona donde se encuentran los SSFV



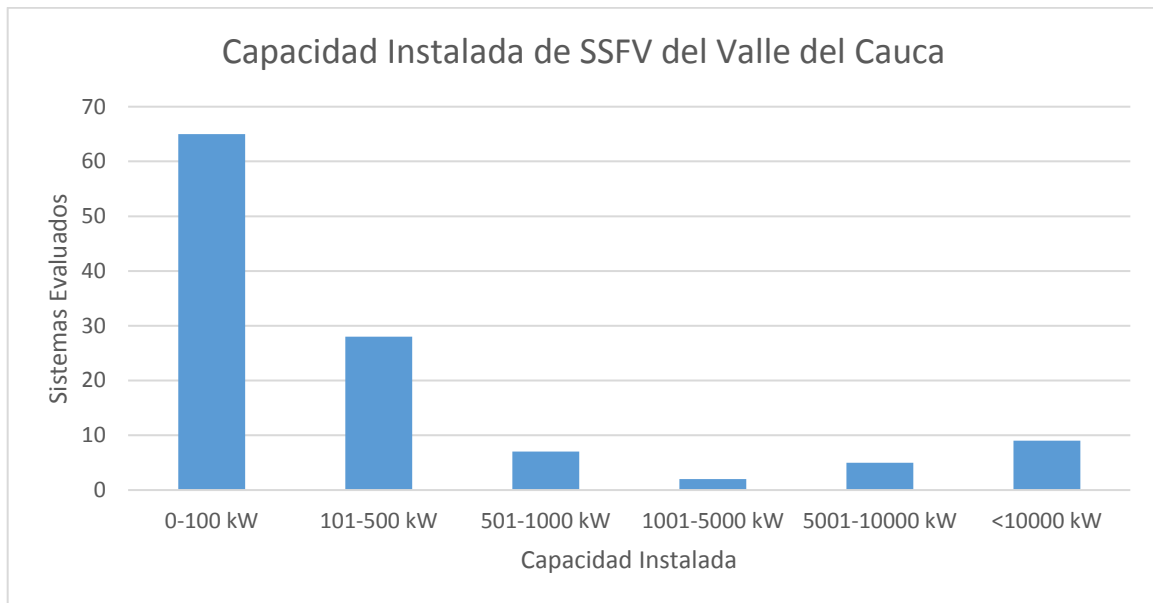
Elaboración Propia

Según un estudio realizado en el departamento de Caldas (Echeverry, 2018) se observó que la mayor parte de SSFV se encuentra en el casco urbano de los municipios con una participación del 71% y un 29% en la zona rural datos que correlacionan muy bien con lo que sucede en el departamento del Valle. Por el contrario, en cuanto a los sectores de la economía, en Caldas no se registraron SSFV para el sector industrial, el cual es el sector principal para el Valle.

En la Figura 22 se presenta la distribución de los 116 SSFV registrados en la UPME de acuerdo con su capacidad instalada. Esta categorización está de acuerdo con la resolución CREG 030 de 2018, que entró en vigencia a partir del 1 de mayo del 2018, en la que se establece que es generación a pequeña escala entre 0 y 100 kW y gran escala con capacidades entre 1 MW a 5 MW. El 53.03% son sistemas a pequeña escala, su mayor participación es en los sectores industrial ubicados en su mayoría en el municipio de Yumbo y el residencial ubicados en su mayoría en los municipios Palmira, Cali y Jamundí. Así la subregión Sur se identifica como la más participativa en la instalación de SSFV conectados a red en el departamento.

Los SSFV se encuentran en instalaciones entre 101-500 kW en un 24.13% y en rangos mayores a 1000 kW 7.75%; en las capacidades más altas mayores a 5000 kW se encuentra el proyecto CELSIA SOLAR YUMBO que fue la primera granja solar de Colombia conectada al SIN. Actualmente, la granja le entrega su energía a la planta de producción de Postobón Yumbo. Los sistemas enmarcados en el alto rango de producción, correspondientes al 7.75%, se describieron en la Tabla 12. Estos proyectos se encuentran en marcha desde el sector empresarial energético de la región, lo que pone de manifiesto la capacidad de generación de la subregión sur.

Figura 21. Capacidad instalada en SSFV del Valle del Cauca



Elaboración Propia.

10.2.2 Análisis Ambiental

Para el análisis ambiental se consideró el criterio expuesto en el ítem 5.8 del marco teórico (Ecuación 18), basado en la reglamentación dada en la Ley 1715 sobre la promoción de las energías renovables. De acuerdo con 27 sistemas solares registros en la UPME conectados a red, con información de producción energética anual, se dejan de emitir en total 8.999,85 Ton.CO₂/MWh. En la Tabla 13. se encuentran los proyectos con mayor participación en reducción de emisiones de GEI a la atmósfera, se destacan proyectos del sector energético y el sector industrial, además de ser proyectos ubicados en el municipio de Yumbo.

A nivel nacional, la zona industrial de ACOPI en el municipio de Yumbo (Valle del Cauca) es catalogada altamente contaminante por ser una de las zonas con importantes niveles de contaminación atmosférica (Alcaldía de Yumbo, 2020). Existen estudios que confirman que la contaminación atmosférica tiene una relación directa con la salud en Yumbo (Otero, 1997), lo que genera alzas en la morbilidad representada en infecciones respiratorias agudas; lo que indica que se debe incentivar al sector industrial a adoptar tecnologías más limpias para la generación de energía.

Es importante entender que en Valle del Cauca se encuentra en el ranking de los departamentos que más generan emisiones en el país, 1) Antioquia con 22.94 megatoneladas de CO₂ equivalentes, 2) Meta 21.24 Mton, 3) Caquetá 19.84 Mton, 4) Valle del Cauca 16.50 Mton y 5) Santander 14.30 Mton. Según (IDEAM, 2012) La dinámica económica del departamento está asociada a la presencia de industria manufacturera, que por las actividades de quema de combustibles aporta el 39% de las emisiones generadas principalmente por el procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco. El transporte terrestre aporta el 16% de las emisiones asociadas al movimiento de automóviles de servicio particular y público individual. En el sector agropecuario, el 6% de las emisiones se asocian a los suelos orgánicos gestionados de la región del Pacífico. El 3% de las emisiones se generan por la disposición final de los residuos sólidos en los rellenos sanitarios regionales.

Con las energías renovables especialmente la fotovoltaica en la región y la eficiencia energética, reforzadas mediante la electrificación, es posible obtener más del 90 % de las reducciones necesarias de CO₂ relacionadas con la energía según estudios de transformación energética (IRENA, n.d.).

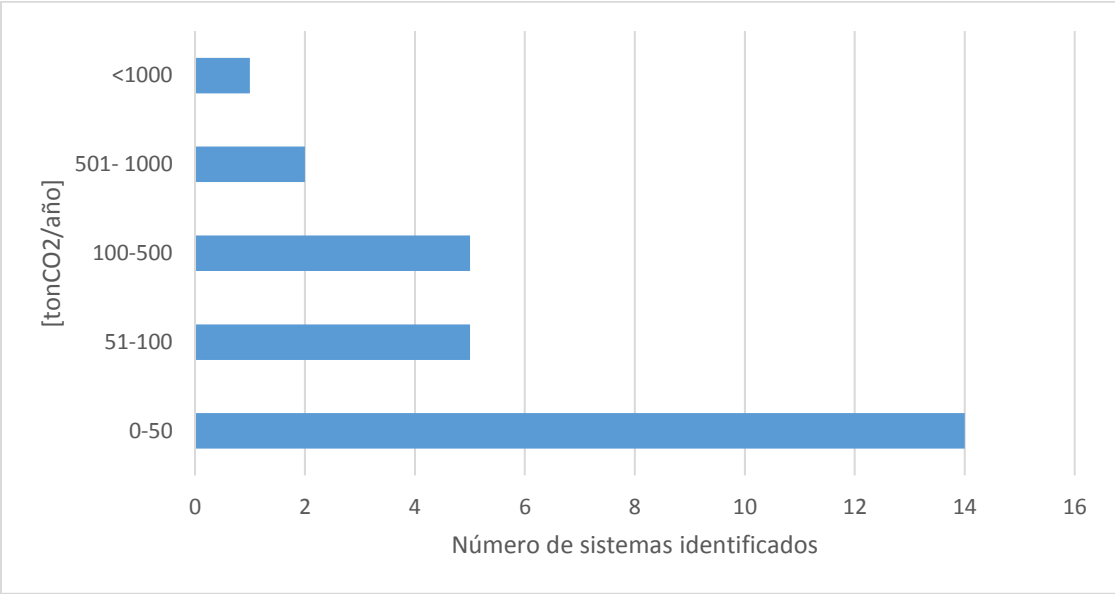
Tabla 14. Proyectos con mayor participación de emisiones

Proyecto	Capacidad (kW)	Producción Anual (kWh /año)	Reducción de emisiones Ton.CO₂/MWh
Proyecto fotovoltaico Celsia Solar Yumbo	9.900	16.570.000	6081.9
Comestibles Aldor	975	1.525.000	559.675
Centro Internacional de Agricultura Tropical Ciat Valle del Cauca	902.4	1.274.000	518.571

Plásticos especiales planta flexibles	650	1.030.000	378.01
Denim Factory	240.84	365.540	134.15

En la Figura 23, se observa que la mayor participación se da en proyectos de producción anual baja, por lo cual sus emisiones están en escala de 0 a 50 Ton.CO₂/MWh, lo que evidencia que el sector industrial y residencial aportan significativamente a la reducción de GEI.

Figura 22. Reducción de emisiones de GEI



Elaboración Propia

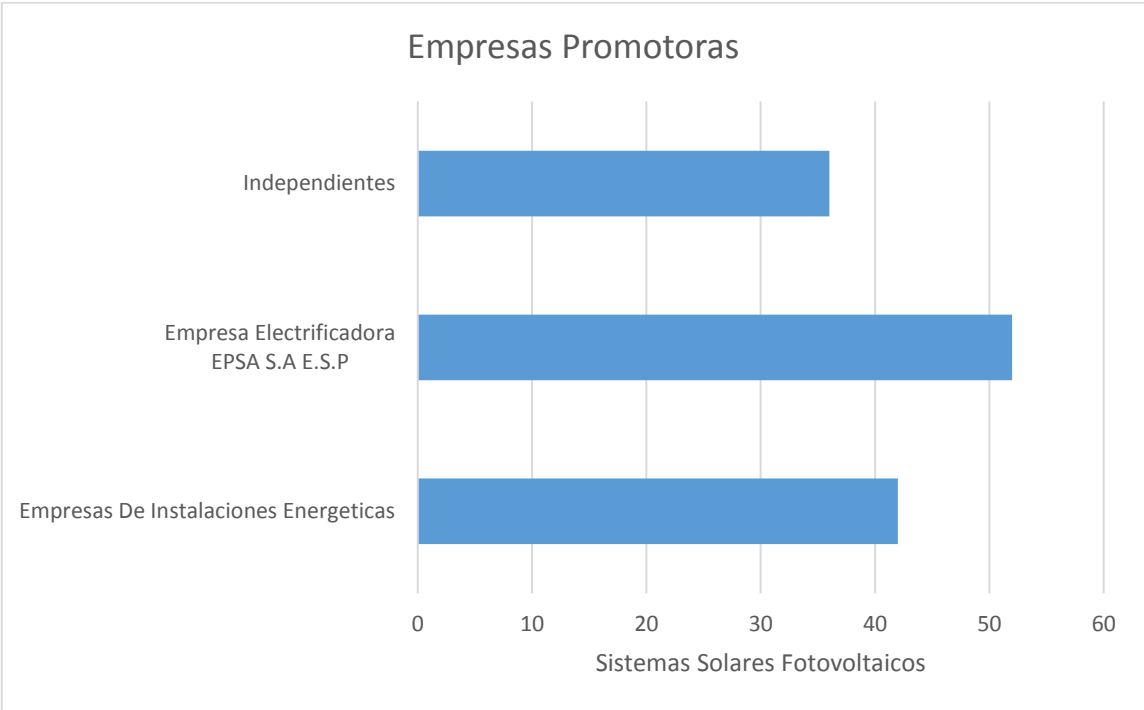
10.2.3 Análisis Financiero

Desde la revisión general realizada a los SSFV, se identificaron 130 proyectos, para la mayoría la empresa promotora es la electrificadora del departamento del Valle del Cauca, EPSA S.A E.S. – Filial de Celsia en la región. EPSA es el operador de red energética en 37 de los 42 municipios del Valle del Cauca y un municipio del Chocó (San José del Palmar).

En segundo lugar, se encuentran algunas empresas dedicadas a la instalación y comercialización de energía como DATECSA S.A., VATIA, SMART CONSULTING GROUP SAS, INNOVA SOLAR, la cuales muestran que las pequeña y medianas empresas existentes pueden fortalecerse o crear una nueva división, para diseñar e implementar tecnología en energía solar. También, se presentan algunos grupos independientes como COMFENALCO VALLE, PRICESMART COLOMBIA S.A.S, instalaciones comerciales de alto consumo energético, lo que demuestra que las empresas ven las energías renovables como una optimización en recursos energéticos.

Estas empresas encuentran un nuevo nicho de mercado, lo que genera nuevas oportunidades laborales y por tanto de formación en este campo de la transformación de energía, campo que está en crecimiento mundial.

Figura 23. Empresas promotoras de ESFV

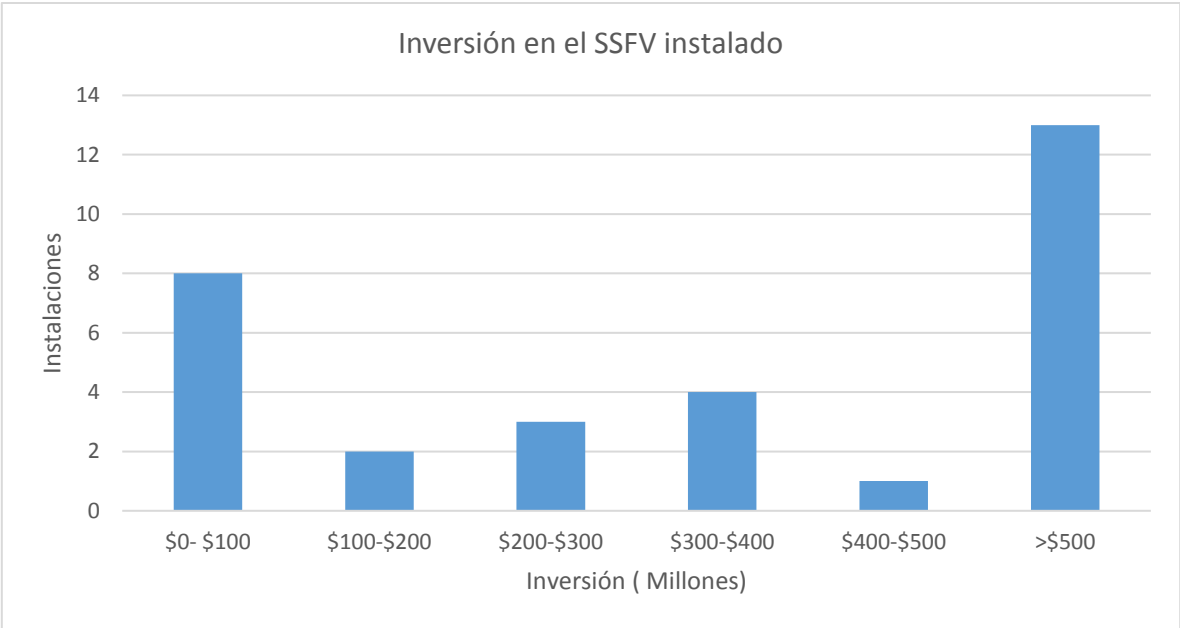


Elaboración Propia

Para los costos de los sistemas instalados, se encontraron 31 registros con dicha información recopilada desde Celsia y ANLA, se evidencia que el 41,9% de los SSFV

instalados tuvieron costos mayores a los \$500 millones como se observa en la Figura 25, lo cual es coherente a los análisis presentados anteriormente ya que la mayor cantidad de sistemas se usan a nivel industrial. Los sistemas con valores globales entre \$0 y \$100 millones están en un 25.8% pues son sistemas de baja escala lo cual es evidente con las capacidades instaladas.

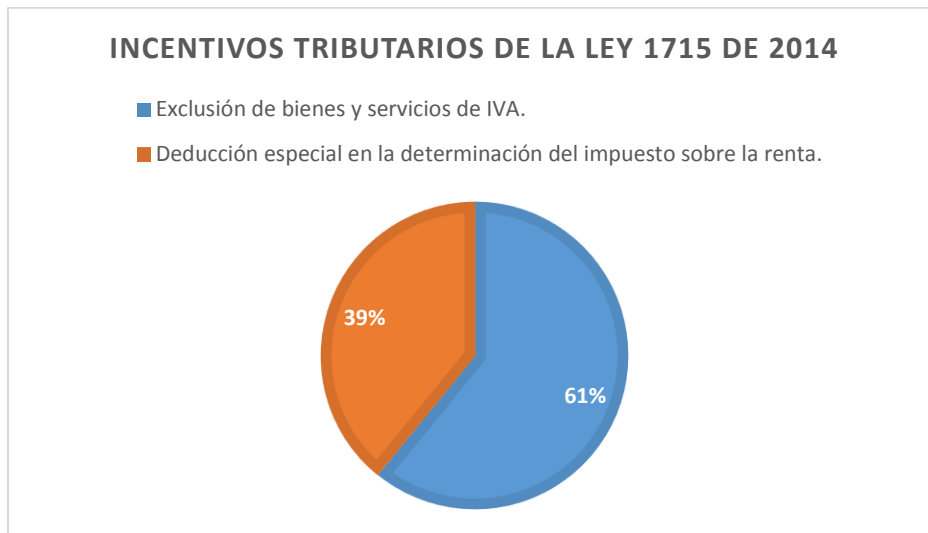
Figura 24. Inversión en los SSFV del Valle del Cauca en millones de pesos



Elaboración Propia

De los proyectos anteriormente encontrados se evidenciaron 23 registros con aplicaciones en incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 (Marco Teórico ítem 5.8). De estos registros que fueron encontrados en UPME y en ANLA, de los tipos de incentivos enmarcados en la región se encontraron que en un 60% se tiene la Exclusión de Bienes y Servicios de IVA, seguido de la Deducción Especial en la Determinación del Impuesto sobre la renta en un 39%.

Figura 25. Incentivos tributarios presentes en el departamento del Valle del Cauca



Elaboración Propia

En promedio se encontraron ahorros en 19% del costo total por IVA y en deducir anualmente renta con valores no superiores al 50% liquidada por el contribuyente. Para estos incentivos se encontraron valores promedio de la reducción en costo de los sistemas debido a los beneficios \$349.480.219.

10.2.4 Análisis Técnico

Para esta sección se desarrolla una descripción de la oferta tecnológica fotovoltaica en el departamento del Valle del Cauca. Los elementos más comunes en los que sustentan el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos en el departamento del Valle del Cauca en sistemas conectados a red son:

- Módulos Solares
- Inversores

De 27 registros completos encontrados en Celsia y UPME se encuentran 172.162 módulos fotovoltaicos instalados, las marcas empleadas en las aplicaciones de generación de energía solar para los paneles solares fueron: Jinko, Hareon Solar, Kyocera y Trina Solar, todos con tecnologías policristalina. Se demandan módulos en 260, 265, 270, 280, 320 y 340 (Wp) en la Tabla 15, se describen las especificaciones eléctricas de las tecnologías.

Tabla 15. Módulos fotovoltaicos presentes en el departamento del Valle del Cauca

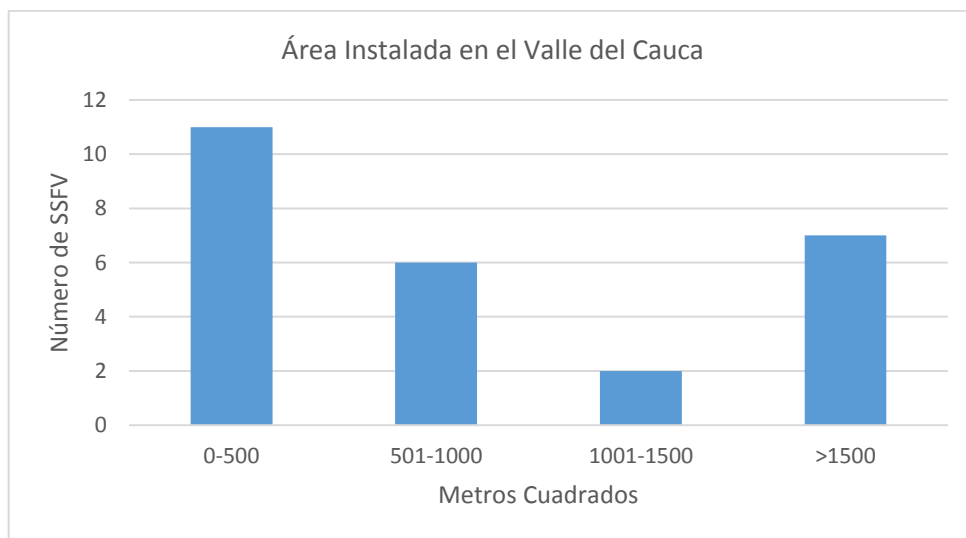
Características Técnicas - Potencia Nominal Wp	Especificaciones eléctricas	Eficiencia
260	VMPP(V) (31,1-28,7) IMPP(A) (8,37-6,71) VOC (V) (38,1-35,2) ISC(A) (8,98-7,31) Marca: Jinko, HAREON SOLAR	16,9%
265	VMPP(V) (31,4-29) IMPP(A) (8,44-6,78) VOC (V) (38,6-35,3) ISC(A) (9,03-7,36) Marca: Jinko, HAREON SOLAR	16,9%
270	VMPP(V) (31,7-29,4) IMPP(A) (8,52-6,80) VOC (V) (38,8-35,4) ISC (A) (9,09-7,38) Marca: Jinko	16,50%
280	VMPP(V) (32,3-30,1) IMPP(A) (8,69-6,91) VOC (V) (39,4-35,6) ISC (A) (9,20-7,99) Marca: Jinko	17,11%
320	VMPP(V) (37,4) IMPP(A) (8,56) VOC (V) (46,4)	16,49%

	ISC (A) (9,05) Marca: Trina Solar, HERSIC	
340	VMPP(V) (38,2) IMPP(A) (8,91) VOC (V) (47,5) ISC (A) (9,22) Marca: HERSIC, Jinko	17,52%

También se encuentran 168 inversores de marcas Fronius, ENPHASE, ABB, SCHNEIDER ELECTRIC, HERSIC y AP systems bajo y se encuentran en 480, 208 y 640 V.

De los 27 registros, 26 contaban con información completa para analizar el área instalada, aquí se evidencia que el departamento cuenta con un área instalada de 35026,21 m² lo que equivale aproximadamente a 9 canchas de fútbol. En la Figura 26, de los 26 sistemas, 11 se encuentran en una escala baja de área instalada, seguido de la escala alta con una cantidad de 7, lo cual es coherente con los comportamientos costos y capacidad instalada.

Figura 26. Área instalada en módulos fotovoltaicos en el Valle del Cauca



Elaboración Propia

Si bien son grandes áreas, desde una perspectiva de sostenibilidad son áreas escalares de aprovechamiento en techos y apta en cualquier lugar de la región, por tanto, es importante evidenciar el área de los demás sistemas que generan energía al departamento.

En el departamento están en operación 10 centrales hidroeléctricas en un rango desde 1.7 MW hasta 429 MW. De las 10 centrales 2 centrales cuenta con represa y las demás son pequeñas centrales hidroeléctricas que aprovechan corrientes o caídas de agua, a continuación, se presentan en la Tabla 15.

Tabla 16. Centrales hidroeléctricas ubicadas en el departamento del Valle del Cauca

Centrales Hidroeléctricas	Capacidad (MW)
Alto Tuluá	20
Alto y Bajo Anchicayá	429
Amaime	19.9
Bajo Tuluá	20
Calima	132
El rumor	2.5
Nima I y II	6.7
Río Cali I y II	1.8
Riofrío I	1.7
Riofrío II	10

Elaboración Propia, información de (CELSIA, 2021)

Como se observa, las hidroeléctricas de mayor capacidad son la de Albán (Alto y Bajo Anchicayá) y la de Calima las cuales abarcan capacidades instaladas de 429 MW y 132 MW respectivamente.

Por un lado, Calima abarca un área de 1934 hectáreas inundadas con 581 millones de metros cúbicos de agua. El embalse mide 13 kilómetros de largo por 1.5 kilómetros de ancho. Por otro lado, solo Bajo Anchicayá comprende una longitud de 2.5 km y un espejo

de agua de 18 hectáreas para sus condiciones de máxima cota, la cual corresponde al volumen de embalse total de acuerdo con el diseño inicial de 5'100.000 m³, de los cuales se consideraron 2'800.000 m³ como embalse muerto. La presa es una estructura en concreto macizo tipo arco de gravedad, que tiene una altura de 60 metros, una altura a nivel de vertedero de 53 metros, ancho de base de 45 metros, longitud de estribos de 206.5 metros y una longitud del rebosadero de 141 metros (ANLA, 2016).

Lo anterior pone en evidencia algunas desventajas pues las represas no pueden ser construidas en cualquier lugar, es necesario que se den las condiciones apropiadas de caudal y altura, se debe tener en cuenta el medio natural ya que se puede alterar la vida de los peces y demás organismos acuáticos.

Es evidente que se necesita un gran espacio para construir la presa y la central hidroeléctrica, además de tener en cuenta el gran impacto paisajístico que estas tienen.

- Presa: Las presas son las infraestructuras de obra civil. Su desventaja principal es el impacto paisajístico.
- Embalse: Los embalses almacenan grandes volúmenes de agua. El agua que se retiene modifica el caudal del río.

De acuerdo con lo anterior, se evidencia las grandes capacidades que se deben tener para la construcción de sistemas hidroeléctricos; lo cual pone en ventaja la energía solar pues son infraestructuras modulares y de aprovechamientos de espacios de poco uso como techos, además es escalable, se puede instalar la cantidad de placas que se desee y generar progresivamente ampliaciones, sin generar problemas ambientales contundentes, por ejemplo plantas pequeñas (hasta 5MW) en techos dentro de las ciudades podría ser más sostenible que tener una central hidroeléctrica de 400 MW o incluso que tener un mega parque solar de 400 MW dado que ambos ocupan suelo que podría tener otro uso.

10.3 DESEMPEÑO ENERGÉTICO DE ALGUNOS SISTEMAS SOLARES FOTVOLTAICOS INSTALADOS EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA

En esta sección se presentan los análisis de los datos tomados en 4 SSFV conectados a RED instalados en 4 viviendas ubicadas en el corregimiento de Villagorgona en el municipio de Candelaria, Valle del Cauca, zona que hace parte del área metropolitana de la Ciudad de Cali. Los datos fueron tomados durante los meses de febrero a junio del año 2016 como una prueba piloto realizada por Celsia para evaluar el potencial de SSFV en zonas residenciales. Para este proceso se calcularon 4 parámetros para cada sistema que permitieron determinar el desempeño energético de los sistemas objeto de estudio, es decir, se procesaron 138.200 datos para identificar generación, consumo, inyección y PR del sistema.

Los sistemas analizados estuvieron instalados por 6 meses a modo de piloto en viviendas estrato 2 del municipio. El proyecto estuvo financiado por Celsia hace 5 años y asesorado por la Universidad Autónoma de Occidente

A continuación, se presentan los resultados globales obtenidos para los 4 sistemas y se establece una comparación entre ellos.

10.3.1 Análisis de Generación, Consumo e Inyección por vivienda

Para realizar los análisis de generación, consumo e inyección (GCI) se tuvieron en cuenta características como la potencia instalada. Se entiende por inyección la diferencia entre la generación y el consumo como se explicó en la sección de metodología. En la Tabla 16 se describe la información y las series de tiempo de cada vivienda.

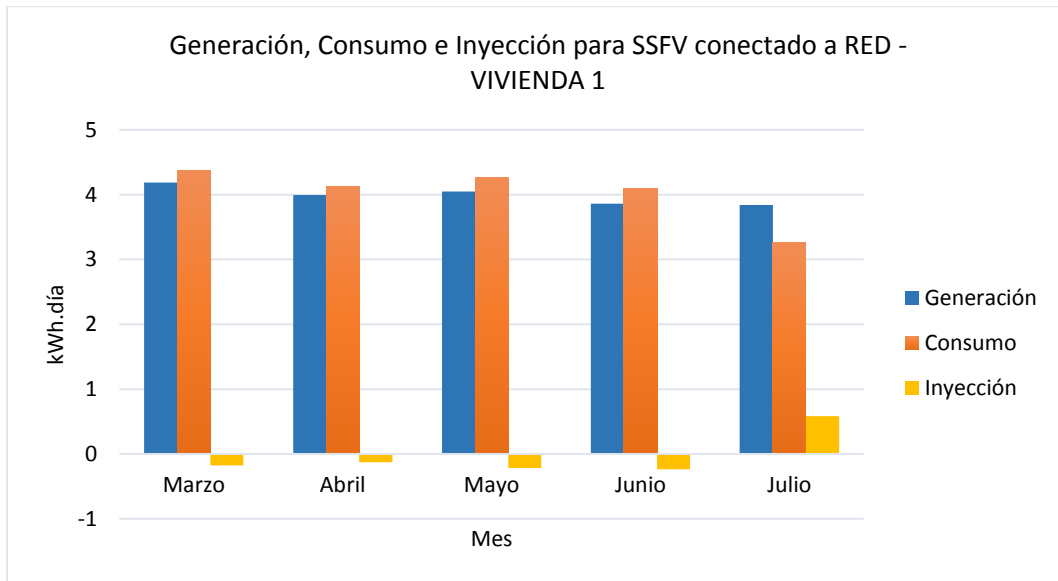
Tabla 17. Características viviendas analizadas

Vivienda	Información Disponible	Potencia Instalada (kWp)
Vivienda 1	Meses 3,4,5,6,7	1,04
Vivienda 2	Meses 2,3,4,5,6,7	1,56
Vivienda 3	Meses 2,3,4,5,6,7	1,04

Vivienda 4	Meses 2,3,4,5	0,52
------------	---------------	------

En la vivienda 1, se presentan 5 meses de información, como se observa en la Figura 28. En esta vivienda vivía una familia compuesta por 3 personas, se presenta un muy buen soporte del SSFV para al consumo en la vivienda, ya que, aunque se consume más energía que la que produce (4.02 kWh.día – 3.99 kWh.día) respectivamente, el sistema fotovoltaico suministra aproximadamente el 99% del consumo mensual. Para el último mes hay excedentes de energía, es decir, energía inyectada a la red de distribución local.

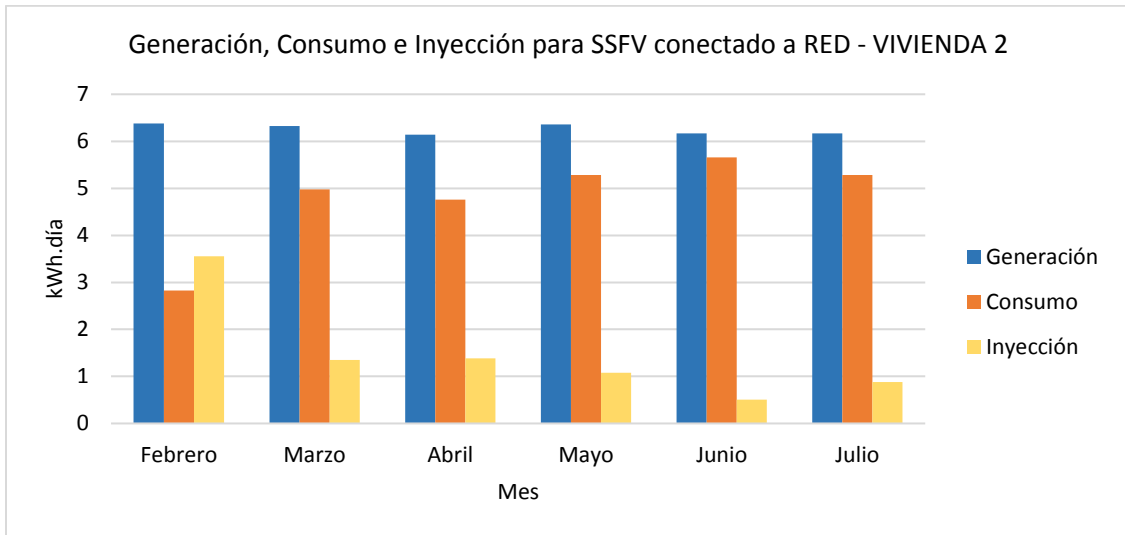
Figura 27. GCI Vivienda 1



Elaboración Propia

En la vivienda 2 por el contrario hay un comportamiento distinto a la vivienda 1, en los 5 meses el sistema genera más energía de lo que consume la vivienda, en el mes 2 se presenta un excedente mayor al consumo equivalente en un 125.76 %, en los demás meses el promedio de inyección a la red es de 20.42% en excedente. Los excedentes provienen de variaciones mensuales en el consumo y también en la generación de los sistemas fotovoltaicos.

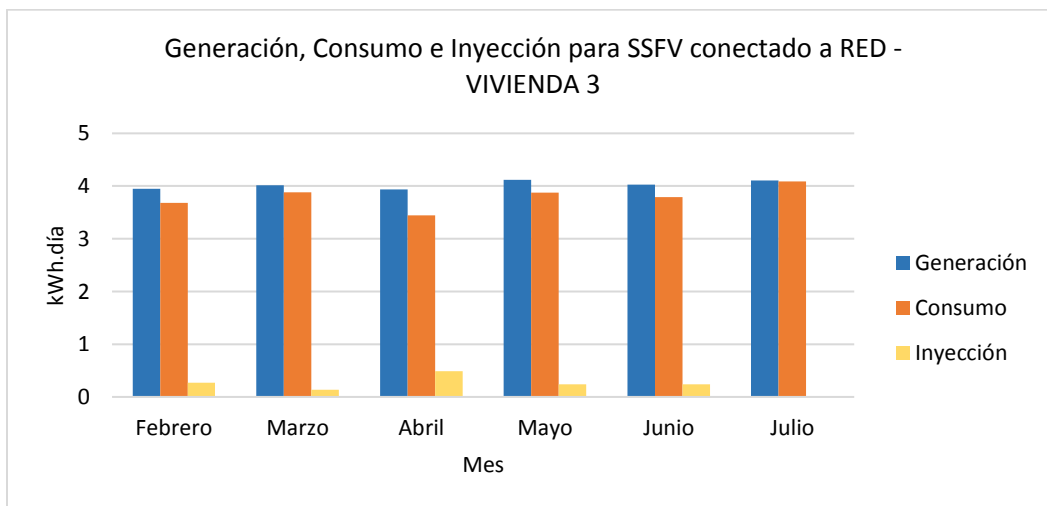
Figura 28. GCI Vivienda 2



Elaboración Propia

Para la vivienda 3 se presenta un excedente en promedio del 6.29%, en el mes de Julio se presenta un balance entre generación y consumo ya que se observa una inyección a la red mínima. En comparación con la vivienda 1 de igual potencia, si hay excedentes.

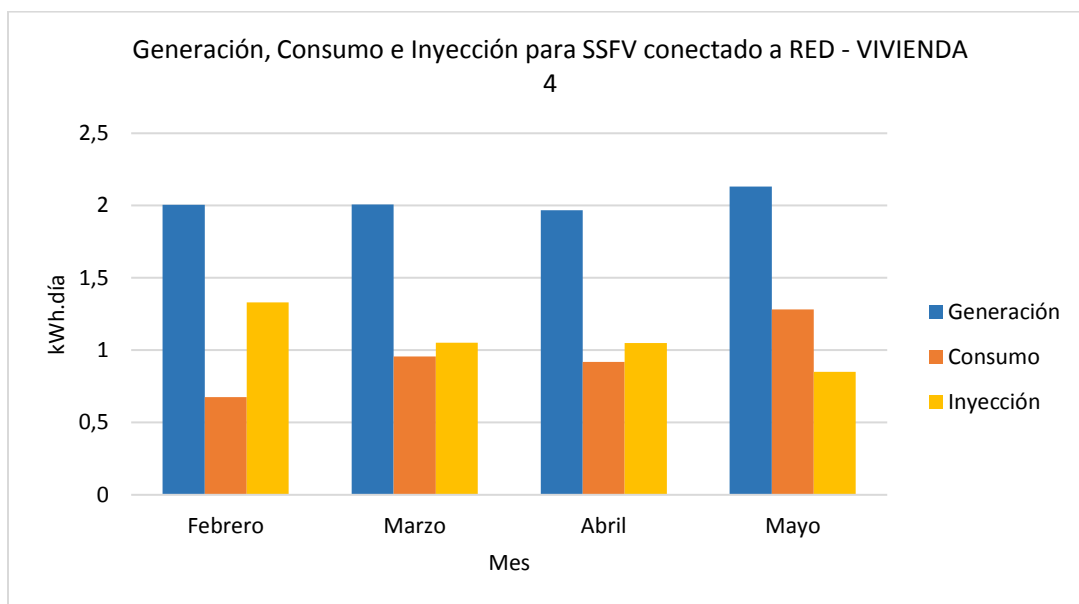
Figura 29. GCI Vivienda 3



Elaboración Propia

Para la vivienda 4 el comportamiento es bueno en términos de excedentes, se dan por los bajos consumos y no por la generación ya que tiene una menor potencia instalada. La relación entre consumo e inyección nos muestra un promedio de excedentes en un 121%.

Figura 30. GCI Vivienda 4

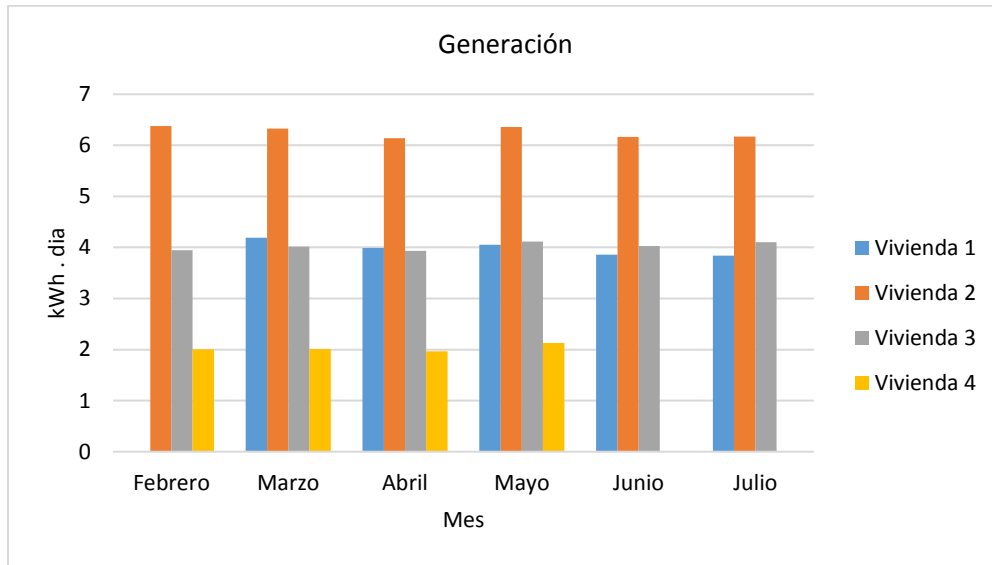


Elaboración Propia

10.3.2 Comparación Generación, Consumo e Inyección

En la Figura 32 se hace un comparativo en cuanto a la generación para las cuatro viviendas. Para las viviendas 1 y 3 se instaló una potencia de 1.04 kWp, en cuanto a generación se presenta un comportamiento similar para los 6 meses como habría de esperarse. Para la vivienda 2 con una potencia instalada de 1.56 kWp, se observa la generación más alta mientras para la vivienda 4 se observa una generación menor ya que solo cuenta con una potencia instalada de 0.52 kWp.

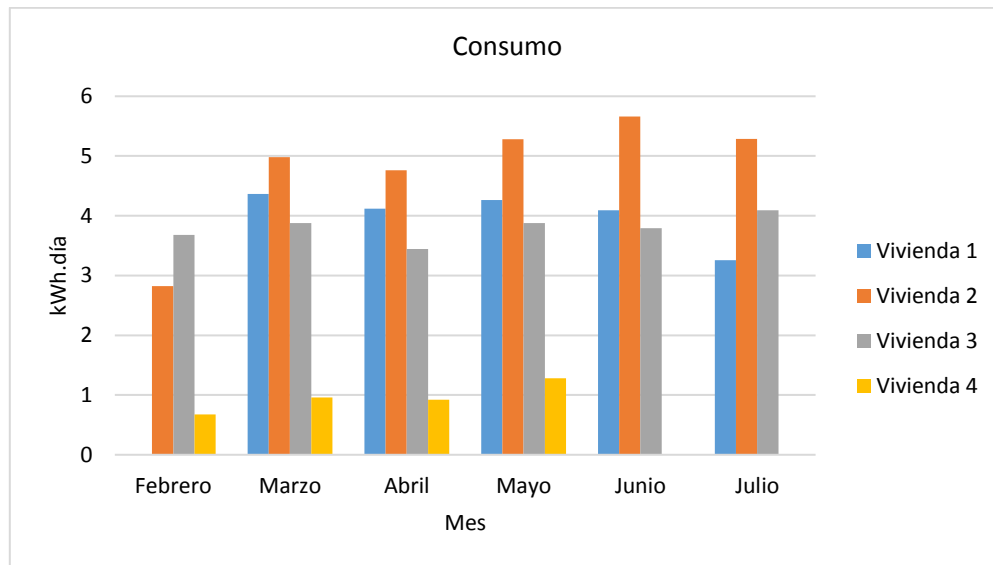
Figura 31. Generación para las 4 viviendas



Elaboración Propia

En la Figura 33 se presenta un comparativo en cuanto al consumo para las cuatro viviendas. Se observa que, en general, la vivienda de mayor consumo es la 2 que es la que cuenta con mayor potencia instalada. La vivienda 1 presenta mayor consumo que la 2, es importante tener en cuenta que tienen la misma potencia instalada. Estos mayores consumos podrían atribuirse a los hábitos y comportamiento del uso de energía en las viviendas. Para la vivienda 4 se presenta el menor consumo debido a la destinación que presenta, lo que hace pertinente su instalación de potencia baja.

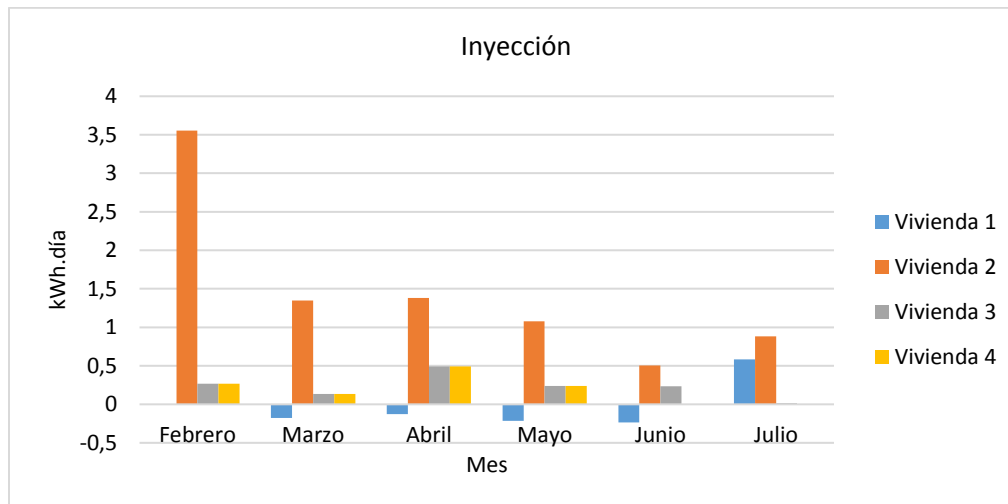
Figura 32. Consumo para las 4 viviendas



Elaboración Propia

En la Figura 34 se presenta una comparación en la inyección de las cuatro viviendas. La vivienda que más genera excedente es la 2, lo cual se explica porque tiene mayor potencia instalada; en general, la vivienda que más solicita energía a la red es la 1 que tiene la misma potencia instalada de la 3 pero mayor área, este hecho, unido al comportamiento de consumo de sus habitantes, hace que no sea suficiente el sistema para suplir la demanda de la vivienda. Es de destacar la vivienda 4 que si bien es la de menor potencia instalada genera excedentes a la red debido a la destinación que presenta.

Figura 33. Inyección para las 4 viviendas



Elaboración Propia

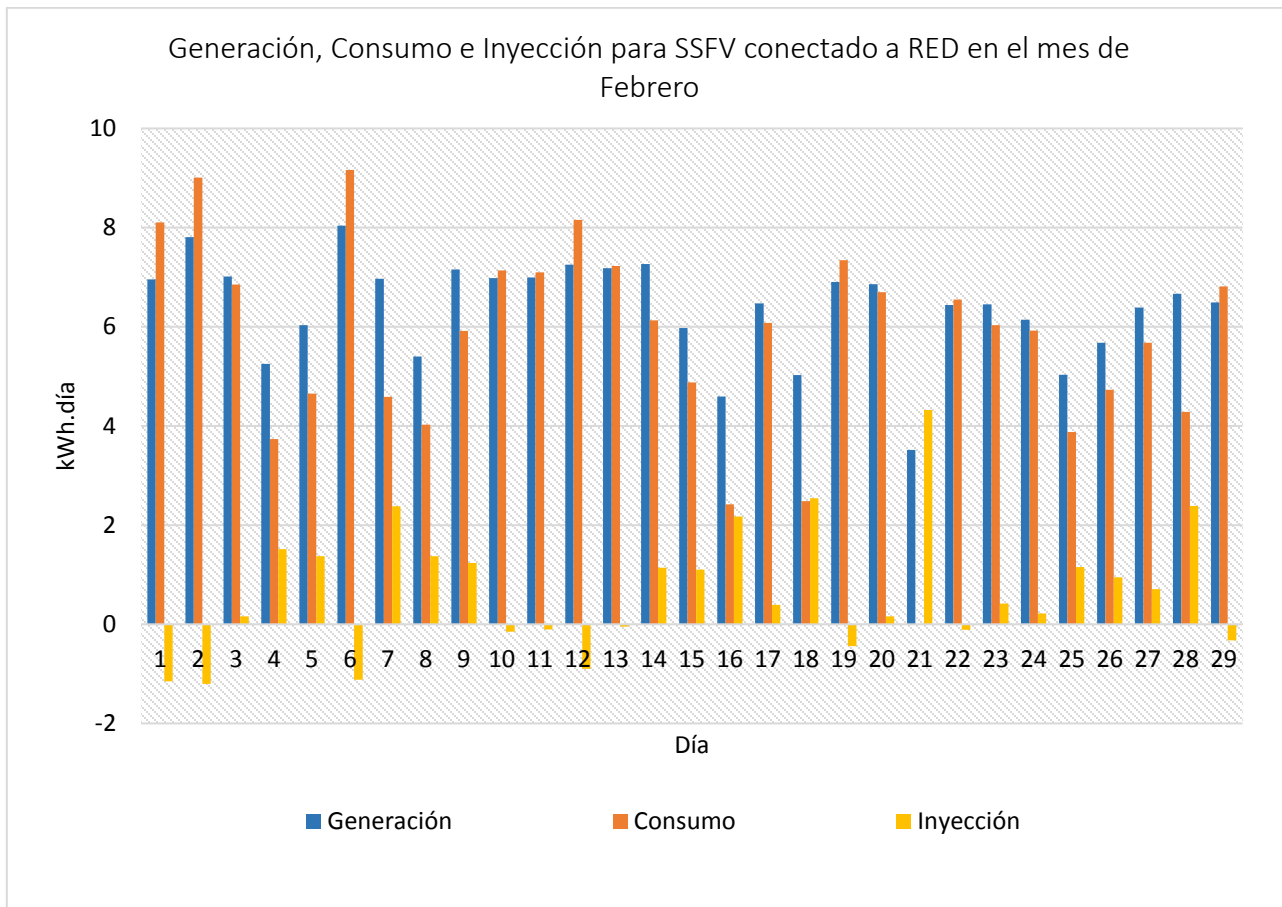
10.3.3 Análisis diario para una vivienda

Para hacer un análisis más profundo de la vivienda de mayor potencia y por tanto mayores excedentes, se realizó una serie de tiempo para la vivienda 2, y así evidenciar el comportamiento de generación, consumo e inyección diarios para dos temporadas del año: los meses de febrero, abril y julio.

En el mes de febrero como se observa en la Figura 35, se presenta un comportamiento en generación para los días 4, 8, 15, 16, 18 y 25 por debajo de 6 kWh.día; en promedio el mes de febrero presentó una radiación de 4.66 (kWh.día/ m²), pero para estos días la radiación estuvo entre 2 y 3.5 (kWh.día/ m²). Para los días 2 y 6 de mayor generación se presentan valores de radiación cerca de 6.2 (kWh.día/ m²), lo que demuestra la relación directa que tiene la generación de los SSFV con la radiación global horizontal.

Para 6 días de los 29 del mes no hubo inyección neta a la red, por el contrario, se hizo solicitud a la red para así abastecer el consumo; para 23 días se genera excedente a la red. Estos resultados permiten evidenciar que los SSFV suministraron la energía requerida de manera mensual que corresponde a la manera de realizar la diferencia entre generación y consumo de acuerdo a la CREG 030 de 2018.

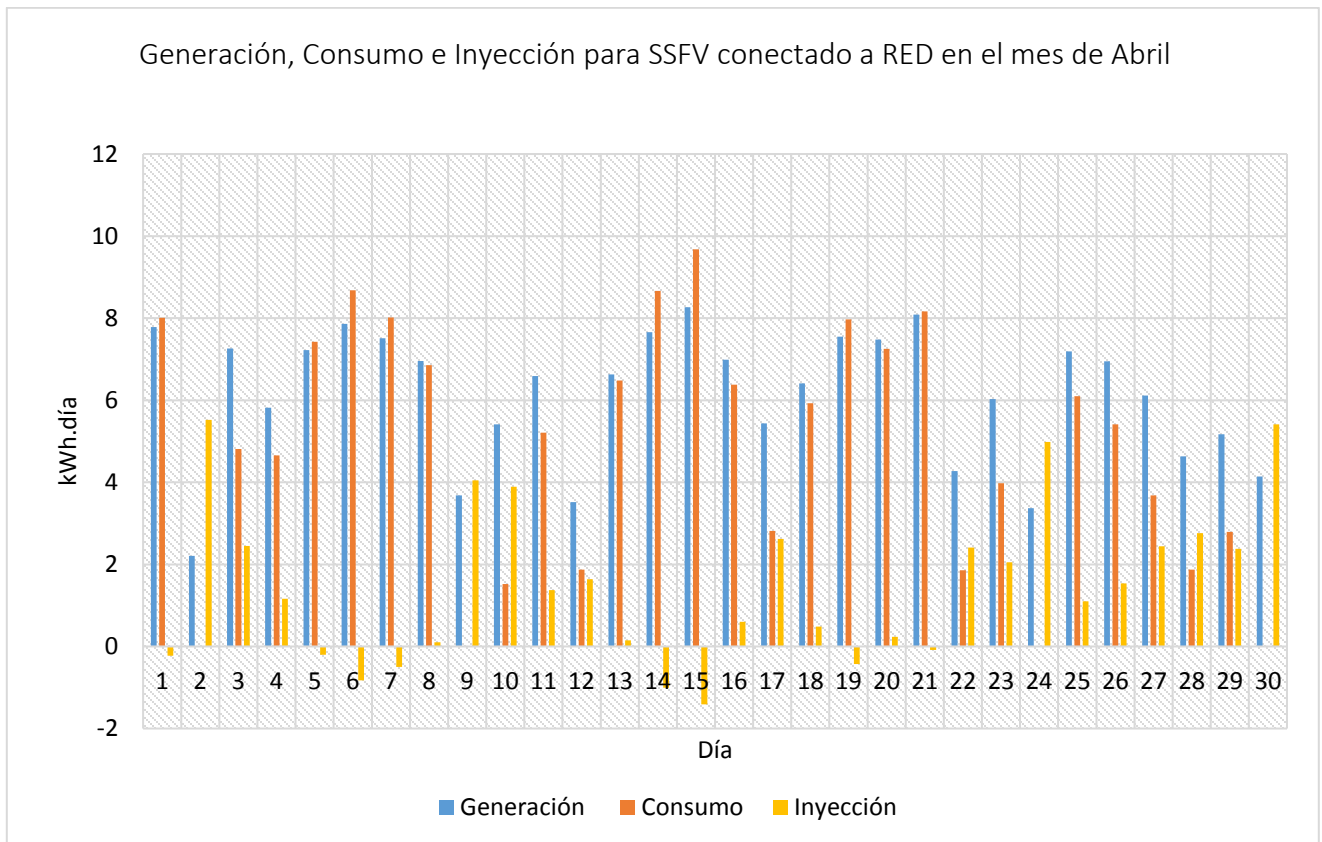
Figura 34. GCI diario para el mes de Febrero



Elaboración Propia

En la Figura 36 se presenta el comportamiento de la vivienda 2 para el mes de Abril. Los días de menor generación, por debajo a 4 kWh.día son el 2,9,12,24; para estos días el comportamiento de radiación es demasiado bajo, con un promedio de 2.0 (kWh.día/ m²). La mayor generación se presenta en los días 1, 6, 14, 15, 19 y 21; días en los cuales se presenta un promedio de radiación de 6.0 (kWh.día/ m²). En este sentido, se puede afirmar la relación radiación-generación de los SSFV. Por otro lado, en general se presenta un promedio de inyección de 1.4898; el cual es alto en comparación con los demás meses así se evidencia la necesidad de que el SSFV de estar conectado a red para suplir su demanda energética diaria.

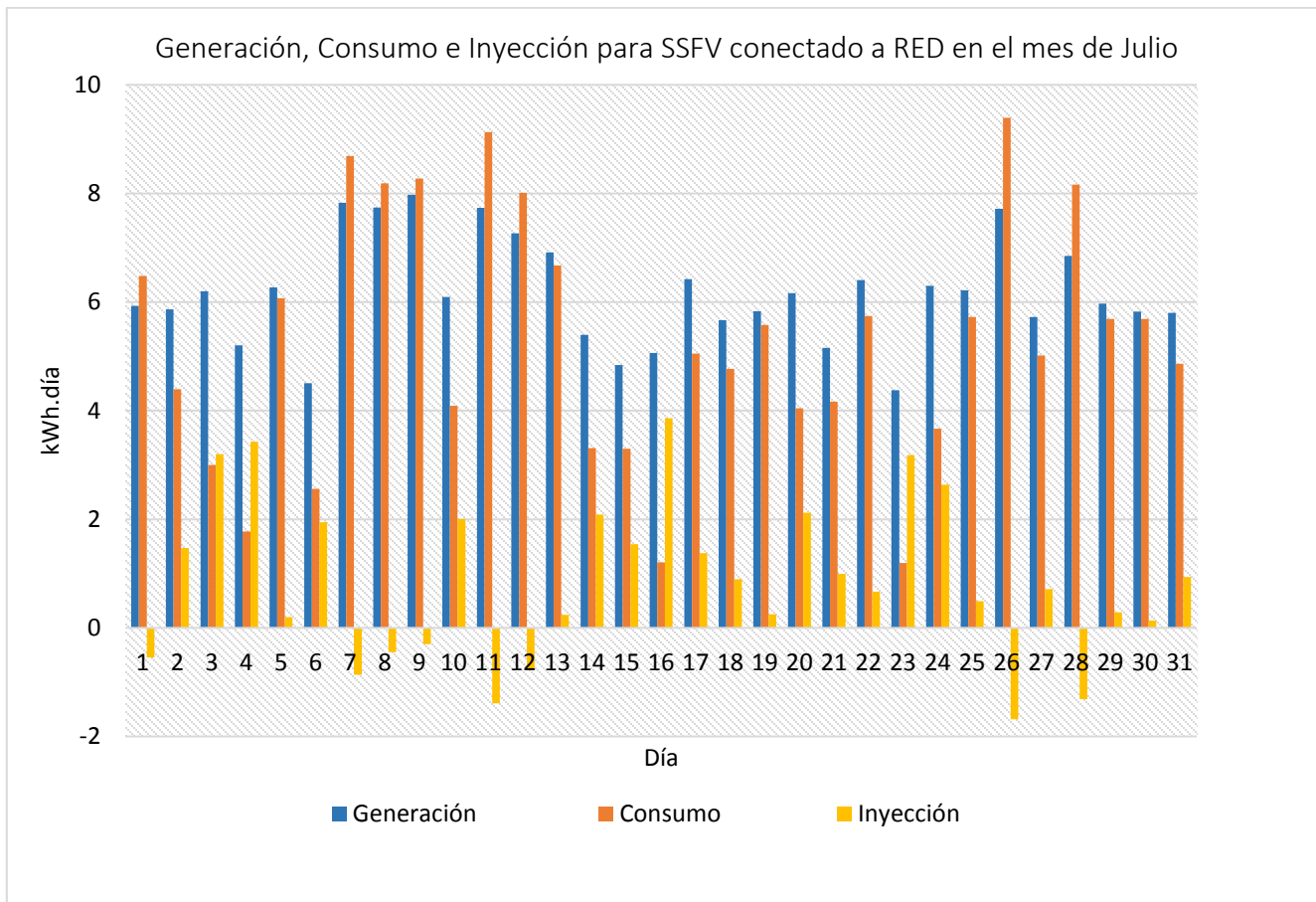
Figura 35. GCI para el mes de Abril



Elaboración Propia

En la Figura 37 se presenta el comportamiento de la vivienda 2 para el mes de Julio. Los días de menor generación fueron el 6 y el 23, para estos días el comportamiento de radiación estuvo por el rango de entre 4 y 5 (kWh.día/ m²), los días de mayor generación fueron el 7, 8, 9, 10 y el 26 con un rango alto de radiación entre 6.3 y 6.5 (kWh.día/ m²). De los 31 días del mes, solo 8 requirieron energía de la red; lo cual evidencia el buen comportamiento de generación del sistema ya que abasteció correctamente la vivienda para 22 días.

Figura 36. GCI diario para el mes de Julio



Elaboración Propia

En el Valle del Cauca la temporada seca principal ocurre hacia mediados de año, con mayor intensidad en los meses de junio-julio-agosto y la segunda temporada seca, aunque menos marcada, se presenta en los meses de enero a marzo; el régimen de lluvias durante el año es de tipo bimodal en la franja andina se dan para los meses de mayores precipitaciones son abril-mayo (IDEAM, 2019). De acuerdo con lo anterior se evidencia el impacto del clima y las diferentes temporadas del departamento, para la vivienda analizada se presentan promedios de generación para febrero de 6.3 kWh.día, para Abril 6.1 kWh.día Julio 6.2 kWh.día.

Para el mes de abril se presenta un valor más alto en inyección (1.48) que para Febrero y Julio 0.69 y 0.8824 respectivamente, lo que evidencia la que la capacidad para meses de

temporadas húmedas y nubosas el sistema requiere mucho más de la RED para poder suplir la necesidad eléctrica de la vivienda.

10.3.4 Análisis de PR teórico y real para SSFV conectados a red en el departamento del Valle del Cauca

Para calcular el PR teórico para un sistema conectado a red ubicado en el departamento del Valle del Cauca se utilizó el procedimiento descrito en la metodología y el marco teórico.

En primer lugar, se calculó el PR (rendimiento de la instalación del sistema), según se describe en la ecuación 11, esta variable depende de la temperatura ambiente T_a del lugar, el ángulo inclinación β y orientación α de los módulos fotovoltaicos. A su vez se calcularon los PR_{max} óptimo y promedio descritos en la ecuación 17, los cuales dependen del coeficiente de variación del punto máximo de potencia con la temperatura γ (para el silicio cristalino γ se puede tomar como $-0.0044 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ y un factor resultante por las pérdidas del sistema k_{sist} , este valor es de 0.662 para un sistema regular con pérdidas promedio, y de 0.820 para un sistema óptimo (Mulcué & Llano, 2014).

En la Tabla 17 se presentan los resultados obtenidos de PR teórico (promedio y óptimo) registrados para la zona de Candelaria municipio donde se encuentran los 4 SSFV conectados a red.

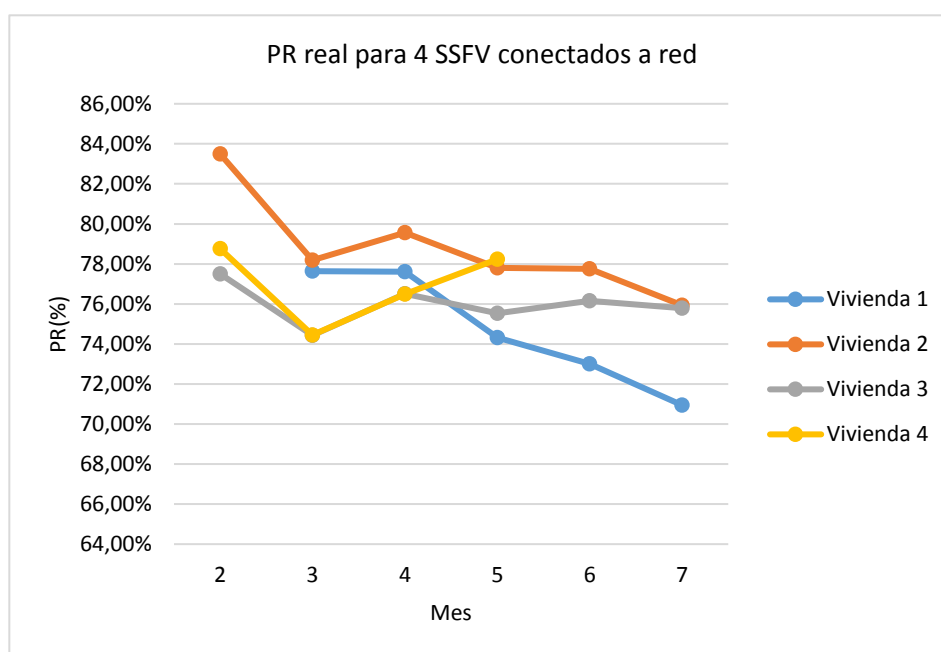
Tabla 18. PR Teórico

Latitud (φ)	3.41°
Temperatura ambiente (T_a)	24°C
PR Teórico promedio	0.759 ± 0.008
PR Teórico óptimo	0.613 ± 0.006

Los resultados presentados en la Tabla 17, muestran el rendimiento ideal en promedio y óptimo que debería tener un sistema conectado a red en el municipio de Candelaria a partir de los modelos generados por (Mulcue & Mora, 2014).

Para calcular el PR real de un SSFV conectado a red se usó la Ecuación 9, registrada en el marco teórico, a partir de los datos de generación registrados para las 4 viviendas analizadas anteriormente. El PR depende de la energía generada, la potencia pico instalada, valores registrados en la Tabla 16, características viviendas analizadas, la irradiancia G_{stc} que es igual a $1\text{kW}/\text{m}^2$, $G_{dm}(\beta, \alpha)$ que depende de $G_{dm}(0)$, potencial solar en sitio calculada en los resultados del objetivo 1 (Ítem 8.1), el factor de diseño K que se toma como 1.15 por ser un diseño anual, FI tomado de la Figura 17 y FS con 0.98 considerando sombras en el lugar de instalación. En la Figura 39 se presenta el rendimiento de la instalación del sistema real para los 4 SSFV conectados a red en estudio.

Figura 37. PR real para 4 SSFV conectados a red



Elaboración Propia

Como se observa en la Figura 39, la vivienda con el mejor comportamiento de PR fue la vivienda 2, cabe destacar que es la vivienda con la mayor potencia instalada. Se aclara que los equipos utilizados fueron similares para todas las viviendas. Para este piloto se instalaron módulos fotovoltaicos Panasonic con una eficiencia de 17.5%; los paneles eran de 250 W y se utilizaron micro inversores de 500 W. Es decir, un micro inversor por cada

dos paneles. Lo que deja en manifiesto una excelente instalación y dimensionamiento de los sistemas.

Se puede apreciar que el PR al inicio sufre una disminución apreciable, pero se va estabilizando con el tiempo. Esta disminución se puede dar por temas de suciedades como polvo, polución, contaminación, entre otros; lo que indica la necesidad de los mantenimientos para su buen funcionamiento por ejemplo para la vivienda 1, donde se observa que la disminución es un poco más agresiva (Wang, Zhou, Gong, & Jiang, 2020).

En la Tabla 18 se presentan los valores de PR real para cada vivienda. Las viviendas 2, y 4 superan el óptimo y las viviendas 1 y 3 se encuentra en el margen de error del promedio de PR óptimo. Se puede decir que este comportamiento general se debe a que los sistemas están bien dimensionados, que se emplearon equipos de buena calidad y las condiciones de instalación fueron óptimas.

Tabla 19. Pr teórico y real para SSFV conectados a red

PR Teórico óptimo	0.759 ± 0.008			
PR Teórico Promedio	0.613 ± 0.006			
	Vivienda 1	Vivienda 2	Vivienda 3	Vivienda 4
PR Real Promedio	0.747 ± 0.029	0.778± 0.013	0.757 ±0.008	0.764±0.019

11 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La evaluación del potencial de irradiación se realizó para las 5 zonas del departamento del Valle del Cauca, a partir de los datos de hbs reportados por las estaciones del IDEAM. Se obtuvieron datos mensuales para las 5 subregiones en un período de 3 años, y anuales para la subregión sur durante 16 años. A partir del modelo de Angstrom-Prescott y los datos de brillo solar, latitud y altitud de la zona de las estaciones, se calcularon los promedios diarios anuales de irradiación $G_{da}(0)$.

Se determinó que la subregión norte del Valle presenta los promedios más altos de irradiación, zona totalmente plana, mientras que el valor más bajo se dio para la subregión oriente, la zona montañosa del departamento, con variaciones recurrentes de altura. El valor máximo para la subregión norte fue 4.92 kWh.día/m², seguidamente fue la subregión Sur con valores de 4.79, centro con 4.6, occidente con 4.16 y oriente 3.77 kWh.día/m². Para la subregión sur se determinó un promedio de hbs anual de 154.56 y un promedio de irradiancia de 4.69 kWh.día/m², datos procesados con información de 16 años; se identificó la irradiancia más alta se dio para el año 2004 y la más baja para el 2013.

Los resultados de irradiancia muestran que los valores de brillo solar afectan directamente los valores del cálculo de irradiancia, sin embargo, los efectos de la altitud y de la latitud también influyen en los resultados. Lo anterior se puede observar en la ecuación de Angstrom-Prescott y las ecuaciones para calcular los coeficientes a y b propuesto por Gopinathan (1988) y seguidas en este trabajo calculados para el Valle del Cauca (Tabla 7). Se observa un comportamiento similar entre subregiones norte y sur y diferente para el oriente; si bien centro y occidente son regiones geográficamente diferentes, se presentan comportamientos de hbs e irradiancias similares.

Por otra parte, se evaluaron las bases de datos remotas del NREL y de la NASA. Mientras que para las zonas planas como norte, centro y sur los comportamientos son casi iguales, para occidente y oriente son muy diferentes, esto debido al complejo comportamiento de las bases de datos remotas en zonas montañosas, lo anterior parece consistente con diferentes investigaciones; por una parte en un estudio sobre los impactos de la calidad de los datos de

cobertura terrestre en las simulaciones climáticas regionales se expresaron problemas de mezcla espectral entre clases, p. Ej. Por topografía, tierras de cultivo, zonas urbanas y bosques (Sertel et al., 2010).

Para NREL y NASA, se realizaron análisis mensuales de $G_{dm}(0)$. Para NREL se registra que los valores más altos de irradiancia se dan en los meses julio y agosto, comportamiento que se da igual para las 5 subregiones, esto se puede dar ya que son meses que hacen parte de las temporadas secas del departamento. Los valores más bajos se dan en los meses de febrero y noviembre, temporadas no tan secas y con disposición de lluvias. Para NREL, los valores más altos se registran en las subregiones sur y norte y los más bajos en la subregión oriente, comportamiento igual a los datos analizados para IDEAM, si bien su comportamiento es similar desde el análisis estadístico, para la comparación de estas bases de datos se dan subestimaciones evidentes.

Para la NASA se registran comportamientos diferentes a IDEAM y NREL, se presentan los valores más altos para el Oriente, se registran valores iguales para 3 subregiones por su cercanía en puntos. Además, desde los estadísticos hallados se presentan sobreestimaciones evidentes, y valores críticos en precisión.

Las bases de datos del NREL y NASA presentan datos poco precisos, esto se debe a la resolución espacial, ya que estas abarcan áreas de 4 km por 4 km para el NREL y de 55 km por 55 km para la NASA, por lo cual para el Oriente por ejemplo, que son zonas montañosas, no pueden tener precisión en pequeñas zonas. Es recomendable tener medidas en sitio, es decir con estaciones meteorológicas, a la hora de realizar análisis de radiación para la instalación de sistemas solares para no incurrir en imprecisiones al tomar los datos de las bases remotas con alta resolución espacial.

Por otra parte, como se mostró en los resultados de los SSFV encontrados en el departamento del Valle del Cauca conectados a RED se identificó la mayor participación en la Subregión sur, zona de alto impacto industrial por hacer parte de la capital del departamento y contar con la ciudad de Yumbo, la capital industrial del país. Se observa

además una amplia participación para las subregiones Norte y Centro, lo que indica un buen aprovechamiento de la energía solar de la región.

Se establece que la participación de estos proyectos en su mayoría se da en la zona urbana, lo que pone en manifiesto la necesidad indagar un poco más sobre los SSFV de la zona rural, ya que un análisis para ZNI podría generar un panorama más general al estado actual de la región y evidenciar su desarrollo en esta fuente de energía.

El departamento cuenta con una gran capacidad instalada, entre la que se incluyen los proyectos más grandes del país en cuanto a ESFV se refiere, como lo es la granja solar de Yumbo. Este sector tiene varios proyectos instalados, lo que es beneficioso ambientalmente ya que es una zona con un alto porcentaje de emisiones de GEI a la atmósfera; se evidencia la necesidad de ir adoptando tecnologías más sostenibles.

El departamento del Valle del Cauca, al ser un sector activo en los temas energéticos, presenta una gran capacidad empresarial en cuanto a la instalación y comercialización de energía. Varias empresas han ido transformando su modelo de negocio hacia instalación de tecnologías sostenibles, aprovechando así la capacidad solar que tiene la región.

Actualmente, es cada vez más común encontrar este tipo de instalaciones en el sector empresarial o industrial, ya que es una tecnología que beneficia el ahorro económico y el cuidado del medio ambiente mediante la reducción de la huella de carbono.

Sin duda, la percepción de la inversión es elevada aproximadamente \$500 millones para los grandes sistemas, sin embargo, esta tecnología tiene un tiempo de vida de por lo menos 25 años y el retorno de inversión es normalmente mucho menor que este tiempo. El costo también depende de la necesidad de energía eléctrica que se requiera cubrir, y puede ir desde un 20%, 50% o hasta el 95%, porcentaje que se determina con un análisis particular, ya que cada sistema fotovoltaico es personalizado. Es evidente que los SSFV son una inversión y una oportunidad de aumentar la competitividad ya que en los registros analizados se confirman los beneficios tributarios y la efectividad que está abarcando la Ley 1715 para el apoyo a estas nuevas formas de energía.

La región compite con tecnología internacional y eficiente, en promedio se instalan módulos solares con una eficiencia del 16.5 %, los cuales funcionan bien para la región, pues se cuenta con una potencia solar indicada para generar energía a partir de estos módulos.

Según el análisis realizado, los proyectos a gran escala requieren espacios grandes para instalar el sistema, sin embargo, la opción de aprovechar la instalación en azotea puede representar un aprovechamiento del área disponible; la instalación en piso incrementa la percepción de empresa social y ecológicamente responsable por su fácil visibilidad ante los demás. Desde el análisis de la matriz energética del departamento, se evidencia que las centrales hidroeléctricas requieren grandes terrenos para su instalación, lo que trae consigo daño en los territorios y las fuentes hídricas intervenidas; por tanto, el requerimiento de área para la instalación de SSFV no es necesariamente un problema adicional o nuevo para el sector, por tanto, los SSFV pueden ser una buena opción para la diversificación de la matriz energética.

Por otra parte, los 4 SSFV analizados presentaron PR reales óptimos, la afirmación anterior se da desde los resultados de PR teóricos hallados para la subregión sur del departamento que serían en promedio 0.613 y un óptimo de 0.759 desde los modelos establecidos por (Mulcue & Mora, 2014). El análisis realizado en cuanto al comportamiento de los 4 SSFV instalados en la región, muestra un balance entre generación y consumo, en la mayoría de los casos hay inyección mensual a la red. Es de destacar que las temporadas secas y lluviosas si influyen en la generación de los SSFV, para los meses con precipitaciones más altas, como abril, la demanda a la red es mayor que para las temporadas secas.

El buen funcionamiento de los sistemas se da por una instalación de equipos adecuados, un dimensionamiento bien diseñado, aunque se evidencia que con el tiempo la falta de mantenimiento puede afectar el rendimiento de los sistemas.

Todo lo anterior pone de manifiesto la buena capacidad climática, técnica, empresarial e industrial del Departamento del Valle del Cauca con relación al uso de las FNCER en específico la ESFV. Se evidencia que hay un crecimiento en el tiempo en el uso de ESFV,

que las políticas están dando sus frutos en cuanto a incentivar la implementación, y que se cuenta con un potencial de radiación importante para hacer eficientes los SSFV que se instalen. Es de anotar que se requieren datos de radiación para cada región en particular que permitan hacer diseños más precisos y óptimos, y que es necesario considerar las condiciones propias de cada lugar para garantizar desempeños óptimos de los sistemas.

12 CONCLUSIONES

- Se analizaron los promedios diarios anuales de irradiación $G_{da}(0)$ para el departamento del Valle del Cauca, se encuentra que las subregiones norte y sur se presentan los valores mayores. Desde la evaluación de las bases de datos del NREL y de la NASA se encuentran datos menos precisos, lo cual se debe a la resolución espacial, ya que estas bases de datos abarcan áreas de 4 km por 4 km para el NREL y de 55 km por 55 km. Se observa un complejo comportamiento de las bases de datos remotas en zonas montañosas, por ejemplo, en la subregión oriente, lo que deja en evidencia la necesidad de analizar cada lugar en específico sin generalizar valores de radiación estándar.
- Se registra un alto volumen de proyectos registrados conectados a red, se encontró información para 130 SSFV instalados y pendientes a instalar, lo que evidencia el crecimiento energético en la región en cuanto a ESFV. Se registra que para las subregiones sur y norte hay una mayor cantidad de proyectos; lo cual se correlaciona muy bien con la información analizada de radiación solar, por tanto, estas zonas se convierten en regiones de alto potencial para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica.
- La energía solar se convierte en una solución viable para reducir la huella de carbono como por ejemplo en la ciudad de Yumbo que es uno de los municipios industriales más grandes del país y con registros altos de contaminación por su actividad industrial. La energía solar en el departamento es una opción viable para generar energía eléctrica en cualquier lugar; es modular y escalable y puede empezar a generar la transformación en la matriz energética de la región e ir independizándose de la energía hidroeléctrica.
- Se registraron comportamientos óptimos de rendimiento del sistema para 4 SSFV conectados a red que se encuentran instalados en la subregión sur del departamento; esta afirmación se realiza de acuerdo con el análisis realizado a partir del modelo teórico de PR. El PR real de los sistemas instalados se encontró entre el rendimiento ideal promedio y el óptimo que debería tener un sistema conectado a red en el municipio de Candelaria. Un buen dimensionamiento, una buena selección de

equipos y un mantenimiento recurrente, generan rendimientos de sistemas óptimos en la región.

13 RECOMENDACIONES

- Es importante hacer notar las fallas presentes en las estaciones del IDEAM ubicadas en el departamento del Valle, ya que no se reportan registros completos con series de tiempos largas (de 30 años como en otras regiones) para analizar de una forma más confiable la radiación solar. Para poder analizar de forma conjunta las bases de datos tanto de las estaciones remotas como de las estaciones meteorológicas es necesario contar con valores en el mismo rango de años y con las mismas características.
- Para trabajos futuros se pueden implementar los modelos de procesamiento de información climática existente a partir de algoritmos de automatización de procesos, lo cual puede hacer óptimo el análisis de grandes bases de datos remotas y meteorológicas
- Para dar a conocer las fuentes no convencionales de generación de energía, es necesario realizar un análisis de los sistemas que hacen parte del ZIN para evidenciar el desarrollo energético en estas zonas.
- Es importante seguir explorando algunas alternativas energéticas de la región como por ejemplo la biomasa y así comparar el potencial energético, pues es evidente que tiene un gran potencial en ESFV; pero por ser una región rica en caña de azúcar se podría ampliar la matriz energética.
- Se deben seguir promoviendo proyectos de investigación basados en caracterización energética por regiones, pues un análisis técnico, financiero y social profundo de diferentes alternativas podría generar la ampliación de la matriz energética nacional.

14 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acuña, L. G., Padilla, R. V., & Mercado, A. S. (2017). Measuring reliability of hybrid photovoltaic-wind energy systems: A new indicator. *Renewable Energy*, *106*, 68–77. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.089>
- Alcaldía de Yumbo. (2020). *Diagnostico participativo Construcción Plan de Desarrollo, 2020-2023, Creemos en Yumbo.*
- Andres, D., Sanchez, A., Steven, H., & Castaño, Z. (2011). *LIBRO INTERACTIVO SOBRE ENERGIA SOLAR Y SUS APLICACIONES.*
- ANLA. (2016). PIS - Proyecto Central Hidroeléctrica de Bajo Anchicayá. Retrieved May 11, 2021, from <https://www.anla.gov.co/proyectos/proyecto-de-interes-en-seguimiento-central-hidroelectrica-de-bajo-anchicaya>
- Basterra, L., Castro Legarza, M., & Álvarez Pelegry, U. (2017). *Instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red eléctrica Un análisis técnico-económico.*
- Boodoo, K. S., McClain, M. E., Vélez Upegui, J. J., & Ocampo López, O. L. (2014). Impacts of implementation of Colombian environmental flow methodologies on the flow regime and hydropower production of the Chinchiná River, Colombia. *Ecohydrology and Hydrobiology*, *14*(4), 267–284. <https://doi.org/10.1016/j.ecohyd.2014.07.001>
- Burnett, J. W., & Hefner, F. (2021). Solar energy adoption: A case study of South Carolina. *The Electricity Journal*, *34*(5), 106958. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.106958>
- Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., Castro, M., & Collado, E. (2013). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables /. Retrieved May 6, 2021, from <https://www.bibliotecadigitaldebogota.gov.co/resources/2215243/>
- Carvajal-Romo, G., Valderrama-Mendoza, M., Rodríguez-Urrego, D., & Rodríguez-Urrego, L. (2019). Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future prospects. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *36*, 100531. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100531>
- CELSIA. (n.d.). Todo lo que debes saber sobre energía solar en Colombia - Celsia - Eficiencia energética. Retrieved May 6, 2021, from <https://eficienciaenergetica.celsia.com/todo-lo-que-debes-saber-sobre-energia-solar-en-colombia/>
- CELSIA. (2018). Granjas solares. Retrieved May 11, 2021, from

- <https://www.celsia.com/es/granjas-solares/>
- CELSIA. (2021). Centrales hidroelectricas. Retrieved May 11, 2021, from <https://www.celsia.com/es/centrales-hidroelectricas/>
- Checa. (2015). (PDF) Potencial Natural para el Desarrollo Fotovoltaico en Colombia | Fredy Diaz Mila - Academia.edu. Retrieved May 6, 2021, from https://www.academia.edu/35071624/Potencial_Natural_para_el_Desarrollo_Fotovoltaico_en_Colombia
- CONPES. (2018). *Política de crecimiento verde*.
- CREG. (n.d.). Resolución 030 de 2018 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Retrieved May 6, 2021, from [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf)
- David, T. M., Buccieri, G. P., & Silva Rocha Rizol, P. M. (2021). Photovoltaic systems in residences: A concept of efficiency energy consumption and sustainability in brazilian culture. *Journal of Cleaner Production*, 298, 126836. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126836>
- Dincer, F., & Meral, M. E. (2010). Critical Factors that Affecting Efficiency of Solar Cells. *Smart Grid and Renewable Energy*, 01(01), 47–50. <https://doi.org/10.4236/sgre.2010.11007>
- DNP. (2018). Colombia, entre los 8 países del mundo que presenta su segundo reporte de avances en desarrollo sostenible. Retrieved May 6, 2021, from <https://www.dnp.gov.co/Paginas/Colombia,-entre-los-8-países-del-mundo-que-presenta-su-segundo-reporte-de-avances-en-desarrollo-sostenible.aspx>
- Echeverry, L. (2018). Diagnóstico, perspectivas y desempeño de la energía solar fotovoltaica en el departamento de caldas. *Repositorio UAM*.
- Edgar Obando, & Rubiel Vargas. (2016). Desempeño de un sistema fotovoltaico autónomo frente a condiciones medioambientales de una región en particular | Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales | ciencias físicas | artículos sobre ciencias naturales. Retrieved May 6, 2021, from <https://raccefyn.co/index.php/raccefyn/article/view/301/183>
- Eslami, H., Najem, S., Ghanem, D. A., & Ahmad, A. (2021). The potential of urban

- distributed solar energy in transition economies: The case of Beirut city. *Journal of Environmental Management*, 285, 112121.
<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112121>
- Girado-Polo, C., & Gónima-Gónima, L. (2018). Algoritmo teórico para la estimación de la radiación solar global para una atmósfera despejada. *Revista de La Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 42(162), 104.
<https://doi.org/10.18257/raccefyn.610>
- Gómez-Ramírez, J., Murcia-Murcia, J. D., & Cabeza-Rojas, I. (2018). *La energía solar fotovoltaica en Colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas*.
- Gopinathan, K. K. (1988). A general formula for computing the coefficients of the correlation connecting global solar radiation to sunshine duration. *Solar Energy*, 41(6), 499–502.
[https://doi.org/10.1016/0038-092X\(88\)90052-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(88)90052-7)
- Guta, D. D. (2018). Determinants of household adoption of solar energy technology in rural Ethiopia. *Journal of Cleaner Production*, 204, 193–204.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.016>
- Guzmán Martínez, O., Vicente Baldión Rincón, J., Simbaqueva Fonseca, O., Josué Zapata, H., & Chacón Cardona, C. (2013). *Coefficientes para estimar la radiación solar global a partir del brillo solar en la zona cafetera colombiana* (vol. 64).
- Iberdrola. (n.d.). Transición energética, una apuesta de Iberdrola hace 20 años - Iberdrola. Retrieved May 6, 2021, from <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/transicion-energetica>
- IDEAM. (n.d.-a). Atlas Interactivo - Radiación IDEAM. Retrieved May 6, 2021, from <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- IDEAM. (n.d.-b). Características de la radiación solar - IDEAM. Retrieved May 27, 2021, from <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/caracteristicas-de-la-radiacion-solar>
- IDEAM. (2012). Inventario Nacional y Departamental de Gases de Efecto Invernadero - Colombia. Retrieved July 14, 2021, from <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023634/INGEI.pdf>
- IDEAM. (2019). Clasificación climática para el Valle del Cauca. Retrieved May 12, 2021, from http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/valle_texto.pdf

- IRENA. (n.d.). *Transformando el sistema energético - y conteniendo el aumento de la temperatura del planeta (conclusiones y datos clave)*.
- IRENA. (2019). Estadísticas de Capacidad Renovable 2020. */Publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020-ES*. Retrieved from [/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020-ES](https://publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020-ES)
- Jiménez-García, F., Restrepo-Franco, A. M., & Fernando Mulcúe-Nieto, L. (2019). Estado de la investigación en energía en Colombia: una mirada desde los grupos de investigación. *Revista Facultad de Ingeniería (Rev. Fac. Ing, 28(52)*, 9–26. <https://doi.org/10.19053/01211129.v28.n52.2019.9651>
- Kim, H., Park, E., Kwon, S. J., Ohm, J. Y., & Chang, H. J. (2014). An integrated adoption model of solar energy technologies in South Korea. *Renewable Energy, 66*, 523–531. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.022>
- López, Y. (2011). Análisis de recurso solar y eólico en Colombia. Caso Valle del Cauca. Retrieved May 6, 2021, from <https://red.uao.edu.co/bitstream/handle/10614/10939/A0137.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- López, Y. (2018). ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA | Y. Retrieved May 6, 2021, from <https://librerianacional.com/producto/energia-solar-fotovoltaica>
- Luna, C. (2019). Potencial de energías renovables no convencionales para generar electricidad en el departamento del putumayo. *Repositorio UAM, 55*.
- Motyka, M. (n.d.). Global Renewable Energy Trends 2018 | Deloitte. Retrieved May 6, 2021, from <https://www2.deloitte.com/global/en/pages/energy-and-resources/articles/global-renewable-energy-trends.html>
- Mulcué-Nieto, L. F., & Mora-López, L. (2014). A new model to predict the energy generated by a photovoltaic system connected to the grid in low latitude countries. *Solar Energy, 107*, 423–442. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.030>
- Mulcúe, L. (2014). Desarrollo de herramientas para el dimensionado y simulación de sistemas fotovoltaicos en Colombia. Aplicación a la ciudad de Manizales. Retrieved May 6, 2021, from https://www.researchgate.net/publication/263962950_Desarrollo_de_herramientas_para_el_dimensionado_y_simulacion_de_sistemas_fotovoltaicos_en_Colombia_Aplicaci

on_a_la_ciudad_de_Manizales

- Murcia, H. R. (2009). *Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas*.
- Pérez, A., Londoño, C., H, H., Ortiz, Á., Miguel, Felipe Montenegro, L., ... Económico Imonten, A. (2017). *Balance económico y social para los municipios adscritos a la jurisdicción de la cámara de comercio de cali*.
- PNUD. (n.d.-a). Objetivo 7: Energía asequible y No contaminante | El PNUD en Colombia. Retrieved May 6, 2021, from <https://www.co.undp.org/content/colombia/es/home/sustainable-development-goals/goal-7-affordable-and-clean-energy.html>
- PNUD. (n.d.-b). Objetivos de Desarrollo Sostenible | El PNUD en Colombia. Retrieved May 6, 2021, from <https://www.co.undp.org/content/colombia/es/home/sustainable-development-goals.html>
- Poggi-Varaldo, H. M., Martínez Reyes, A., Pineda-Cruz, J. A., Caffarel-Méndez, S., & Edición, P. (2009). *Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno-Pilas de Combustible como fuentes de energía*.
- Radomes, A. A., & Arango, S. (2015). Renewable energy technology diffusion: An analysis of photovoltaic-system support schemes in Medellín, Colombia. *Journal of Cleaner Production*, 92, 152–161. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.12.090>
- Rajesh, R. (2018). On sustainability, resilience, and the sustainable–resilient supply networks. *Sustainable Production and Consumption*, 15, 74–88. <https://doi.org/10.1016/j.spc.2018.05.005>
- Renewable Energy Agency, I. (2020). *Renewable Energy Capacity Statistics 2019*. Retrieved from www.irena.org
- Restrepo-Trujillo, J., Moreno-Chuquen, R., & Jiménez-García, F. N. (2020). Strategies of expansion for electric power systems based on hydroelectric plants in the context of climate change: Case of analysis of colombia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 10(6), 66–74. <https://doi.org/10.32479/ijeep.9813>
- Restrepo, A., Becerra, R., & Tibaquirá, J. E. G. (2016). Energetic and carbon footprint analysis in manufacturing process of bamboo boards in Colombia. *Journal of Cleaner Production*, 126, 563–571. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.02.144>
- Rodríguez-Urrego, D., & Rodríguez-Urrego, L. (2018, September 1). Photovoltaic energy in

- Colombia: Current status, inventory, policies and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 92, pp. 160–170. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.065>
- Rodriguez. (1989). Situación energética de la Costa Atlántica, 12. Energía solar. Retrieved May 6, 2021, from <https://repository.agrosavia.co/handle/20.500.12324/34319>
- Roldan, V. (2012). Fuentes de energía. Retrieved May 6, 2021, from <https://www.paraninfo.co/catalogo/9788428331708/fuentes-de-energia>
- Rosa, R. N., & Silva, A. M. (2021). Solar radiation budget in the atmosphere under broken cloudy sky. An analytical model. *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, 219, 105643. <https://doi.org/10.1016/J.JASTP.2021.105643>
- Sánchez Pérez, G. (2002). *Desarrollo y medio ambiente: una mirada a Colombia*.
- Schallenberg Rodríguez, J. C., Piernavieja, G., Carlos, I., Rodríguez, H., Unamunzaga, P., Ramón, F., ... Ortin, V. S. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética*. Retrieved from www.renovae.org,
- Sertel, E., Robock, A., & Ormeci, C. (2010). Impacts of land cover data quality on regional climate simulations. *International Journal of Climatology*, 30(13), 1942–1953. <https://doi.org/10.1002/JOC.2036>
- Shell Sustainability. (2019). Climate change and energy transition - Shell Sustainability Report 2019. Retrieved May 6, 2021, from <https://reports.shell.com/sustainability-report/2019/sustainable-energy-future/climate-change-and-energy-transition.html>
- SIGEMAR. (n.d.). Sensores Remotos – SEGEMAR. Retrieved May 27, 2021, from <http://www.segemar.gov.ar/igrm/sensores-remotos/>
- UPME- SIEL. (2020). Capacidad Efectiva de Generación (SIN). Retrieved May 27, 2021, from SIEL - Sistema de Información Eléctrico Colombiano website: [http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%252fSIEL+UPME%252fGeneraci%25u00f3n%252fCapacidad+Efectiva+de+Generaci%25u00f3n+\(SIN\)](http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%252fSIEL+UPME%252fGeneraci%25u00f3n%252fCapacidad+Efectiva+de+Generaci%25u00f3n+(SIN))
- UPME. (n.d.-a). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Retrieved from <http://www1.upme.gov.co/sgic/>
- UPME. (n.d.-b). *La Ley 1715 de 2014*.
- UPME. (2017). *Análisis área de estudio preliminar y alertas tempranas proyecto gasoducto buenaventura-yumbo objeto de la convocatoria pública UPME XXX XX-2017*.

- UPME. (2018). *PROYECCIÓN REGIONAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA*. Retrieved from www.upme.gov.co
- UPME. (2020). Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia - Cluster de Energía Eléctrica, Cámara de Comercio de Bogotá. Retrieved May 11, 2021, from <https://www.ccb.org.co/Clusters/Cluster-de-Energia-Elctrica/Noticias/2016/Julio-2016/Proyeccion-de-la-demanda-de-energia-electrica-y-potencia-maxima-en-Colombia>
- Vanegas, M., & Arrieta, L. (2015). Cuantificación y caracterización de la radiación solar en el departamento de la guajira-colombia mediante el calculo de transmisibilidad atmosférica. - Dialnet. Retrieved May 6, 2021, from <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5279771>
- Velandia, O. (2018). Estudio y desarrollo de celdas solares basadas en estructuras de silicio cristalino / silicio amorfo dopado. Retrieved May 6, 2021, from <https://inaoe.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1009/1467/1/VelandiaCOJ.pdf>
- Wang, Z., Zhou, N., Gong, L., & Jiang, M. (2020). Quantitative estimation of mismatch losses in photovoltaic arrays under partial shading conditions. *Optik*, 203, 163950. <https://doi.org/10.1016/j.ijleo.2019.163950>
- World, R. E. (n.d.). World's Energy Giants Flock to Latin American Renewables Market | Renewable Energy World. Retrieved May 6, 2021, from <https://www.renewableenergyworld.com/wind-power/world-s-energy-giants-flock-to-latin-american-renewables-market/>
- XM. (n.d.). Informes anuales. Retrieved May 6, 2021, from <https://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Nuestra-empresa/informes-anuales.aspx>
- Zeren, F., & Akkuş, H. T. (2020). The relationship between renewable energy consumption and trade openness: New evidence from emerging economies. *Renewable Energy*, 147, 322–329. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.006>

15 ANEXOS

15.1 ANEXO 1. INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Diagnóstico de sistemas solares fotovoltaicos conectados a RED instalados en el departamento de valle del cauca

Fecha: _____

1. IDENTIFICACIÓN

1.1. Nombre de la entidad donde se encuentra el sistema solar:

1.2. Nombre de la persona que diligencia el instrumento:

1.3. Cargo: _____

1.4. Teléfono: _____

1.5. Email: _____

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SISTEMA

2.1. Fecha de instalación del sistema: _____

2.2. ¿Cuál es la potencia del sistema?: _____

2.3. ¿Cuál es el nivel de tensión del sistema?: _____

2.4. ¿Cuál es su demanda de energía (kWh/mes)? _____

Sistema solar FV Híbrido	<input type="checkbox"/>
Sistema solar FV conectado a red	<input type="checkbox"/>

2.5. ¿Qué tipo de sistema posee?:

2.6. Si su sistema es conectado a red, ¿cuál es el operador de red? _____

2.7. Los precios de la electricidad (a la que están acostumbrados en su zona): _____

2.8. ¿Cuál es el porcentaje de aporte del sistema conectado a red?: _____

a) entre el 10% y 30%	<input type="checkbox"/>	b) Entre el 31% y el 50%	<input type="checkbox"/>	c) Entre el 51% y el 100%	<input type="checkbox"/>
-----------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	---------------------------	--------------------------

2.9. ¿Cuántos paneles posee el sistema?: _____

2.10. Describa las características técnicas de los paneles (tipo de material, dimensión, eficiencia etc.): _____

2.11. ¿Qué tipo de controlador e inversor posee? _____

2.12. ¿Qué tipo de convertidor posee? _____

2.13. ¿Cómo describe la configuración del arreglo de los módulos FV (*strings*)?

a) Serie	<input type="checkbox"/>	b) Paralelo	<input type="checkbox"/>	Mixta	<input type="checkbox"/>
----------	--------------------------	-------------	--------------------------	-------	--------------------------

2.14. ¿En qué tipo de zona está instalado el sistema solar FV?

a) Urbano	<input type="checkbox"/>
b) Rural	<input type="checkbox"/>

2.15. ¿En qué tipo de sector productivo está instalado el sistema solar FV?

a) Residencial	<input type="checkbox"/>
b) Comercial	<input type="checkbox"/>
c) Institucional	<input type="checkbox"/>
d) Industrial	<input type="checkbox"/>
e) Agropecuario	<input type="checkbox"/>

2.16 ¿Cuáles son las aplicaciones en las que emplea la energía solar fotovoltaica generada por el sistema instalado?

a) Iluminación	<input type="checkbox"/>
b) Electrodoméstico	<input type="checkbox"/>
c) Cercas Eléctricas	<input type="checkbox"/>
d) Calentador de agua	<input type="checkbox"/>
e) Bombeo	<input type="checkbox"/>
f) Alumbrado Público	<input type="checkbox"/>
g) Riego de plantaciones	<input type="checkbox"/>
h) Otro. ¿Cuál?	<input type="checkbox"/>

2.17 Si el sistema posee respaldo de baterías, describa:

2.17.1 Tipo de baterías _____

2.17.2 Potencia: _____

2.17.3 Eficiencia: _____

3 CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS DEL SISTEMA

3.1 El sistema solar fotovoltaico es:

a) Propia <input type="checkbox"/>	b) Concesión <input type="checkbox"/>	Comodato <input type="checkbox"/>
------------------------------------	---------------------------------------	-----------------------------------

3.2 Si la planta No es propia, ¿indique que tipo de contrato tiene como la empresa que le brinda el servicio?: _____

3.3 Si la planta es propia, ¿tuvo algún tipo de apoyo financiero o tributario?:

3.4 Si realizó un préstamo con una entidad bancaria, ¿a qué tasa de interés financió el sistema? Y ¿con qué empresa realizó el trámite?:

3.5 Costo de inversión

3.5.1 ¿Cuánto costó la mano de obra (instalación del sistema solar)?:

3.5.2 ¿Cuál fue el costo del sistema (paneles, inversor, convertidor, red, accesorios, etc.)?: _____

3.5.3 ¿Tiempo de vida útil de los paneles solares?: _____

3.5.4 ¿Cuál fue el costo de la estructura de soporte del sistema solar?: _____

3.5.5 ¿Cuál fue el costo de la mano de obra?: _____

3.5.6 Si el sistema solar cuenta con respaldo de baterías, ¿puede indicar el costo de dichas baterías?: _____

3.5.7 Tiempo de vida útil de las baterías: _____

3.5.8 Tiempo de vida útil del inversor: _____

3.5.9 Tiempo de vida útil del controlador: _____

3.5.10 ¿Incurrió en otros costos? ¿Cuáles?: _____

3.6 Costo de reemplazo

3.6.1 ¿Ha realizado alguna ampliación al sistema? ¿Si no cual? Si__ No_

Cual_____

3.6.2 Que elementos del sistema debe reemplazar frecuentemente (2 a 4 años):

3.6.3 ¿Cuánto cuesta el reemplazo de estos equipos?: _____

3.6.4 Durante la vida útil del sistema, ¿cuántas veces los debe reemplazar?:

3.7 Costo de operación y mantenimiento

3.7.1 ¿Qué tipo de mantenimiento debe realizarle al sistema solar?: _____

3.7.2 ¿Quién realiza el mantenimiento?: _____

3.7.3 ¿Cuánto cuesta el mantenimiento?: _____

3.7.4 ¿Cuál es la frecuencia del mantenimiento?: _____

3.7.5 ¿Debe hacer mediciones técnicas frecuentemente (indique la frecuencia)?:

3.7.6 ¿Qué tipo de mediciones se realizan?: _____

3.7.7 ¿Quién realiza la operación del sistema?: _____

3.7.8 Si ha calculado el costo del kWh (costo nivelado), ¿puede indicar cuál es?:

4. CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES DEL SISTEMA

4.1 Promedio de radiación solar global horizontal en la zona: _____

4.2 Promedio horario de la radiación solar global horizontal en la zona. ¿Puede brindarnos datos de la radiación solar horaria en la zona? (se anexan los datos):

_____ SI: _____ NO: _____

4.3 ¿Cantidad de CO₂ que deja de emitir?: _____

4.4 Área utilizada en la instalación solar: _____

4.5 ¿Considera que hubo afectación de especies, con la instalación del sistema? ¿Por qué?: _____

4.6 ¿Considera que hubo afectaciones paisajísticas, con la instalación del sistema? ¿Por qué?: _____

5 CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

5.1 ¿Qué tan confiable considera que sea el sistema solar? (Confiabilidad: habilidad del sistema de responder a la demanda de electricidad de manera continua y eficiente).

a) 50% a 60%	<input type="checkbox"/>	b) 70% y 90%	<input type="checkbox"/>	Mayor al 90%	<input type="checkbox"/>
--------------	--------------------------	--------------	--------------------------	--------------	--------------------------

5.2 ¿Podría dar un valor aproximado de la disponibilidad del sistema de generación (%)? Cuántas veces al día, ¿la potencia generada por el sistema no cubre la demanda?: _____

5.3 Durante que periodos de tiempo al día, ¿el sistema no es capaz de cumplir con la demanda de energía?: _____

5.4 Cuántas veces en un año, ¿la potencia generada por el sistema no ha cubierto la demanda?: _____

5.5 ¿Qué tan seguro considera que es el sistema? (Seguridad: habilidad de un sistema de potencia para soportar perturbaciones repentinas, Eje: árbol que cae sobre la red, pérdida inesperada de un componente, etc., en el corto plazo).

a) 50% a 60%	<input type="checkbox"/>	b) 70% y 90%	<input type="checkbox"/>	Mayor al 90%	<input type="checkbox"/>
--------------	--------------------------	--------------	--------------------------	--------------	--------------------------

5.6 ¿Ha tenido contingencias planeadas o no planeadas en la operación del sistema?
¿Cuáles?: _____

6 CARACTERÍSTICAS SOCIALES DEL SISTEMA

6.1 ¿Qué conoce sobre energías renovables y cómo adquirió tal información?

6.2 ¿Cuál es su apreciación sobre las ER ahora que usa un de ellas y Cómo puede describir la aceptación de la sociedad de su sistema de generación solar?:

6.3 ¿Cuántos empleos se crearon para el desarrollo del sistema solar?

6.4 En proyectos comunitarios - Beneficio social: ¿Qué aspectos productivos, económicos, culturales, ambientales, etc., se fortalecieron con la implementación del sistema?: _____

6.5 Porcentaje de reducción de costos de la energía eléctrica, con la implementación del sistema solar: _____

6.6 En proyectos comunitarios -Número de actividades de difusión de su sistema con la comunidad: _____

6.7 ¿Otros beneficios obtenidos con la implementación del sistema?:

6.8 En una escala de 1 a 5, siendo 5 muy satisfactorio y 1 insatisfactorio, ¿Cómo califica su grado de satisfacción con el sistema que tiene instalado?

Al diligenciar este formato autorizo a la Universidad Autónoma de Manizales al respectivo tratamiento de los datos aquí consignados y envío de información relacionada con las actividades del sector, así como a la fijación de la imagen para soporte material como video, DVD, fotografías, cintas y cualquier medio conocido o por conocer; para efectos publicitarios dentro de material promocional, de conformidad con lo previsto en la ley estatutaria de protección de datos personales y el decreto 1377 de 2013. En cumplimiento del deber previsto por la ley, La Universidad Autónoma de Manizales, ha adoptado las medidas para garantizar la seguridad de los datos y evitar su alteración.

Firma: _____

Cédula: _____

15.2 ANEXO 2. ALGORITMO DE PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN NREL

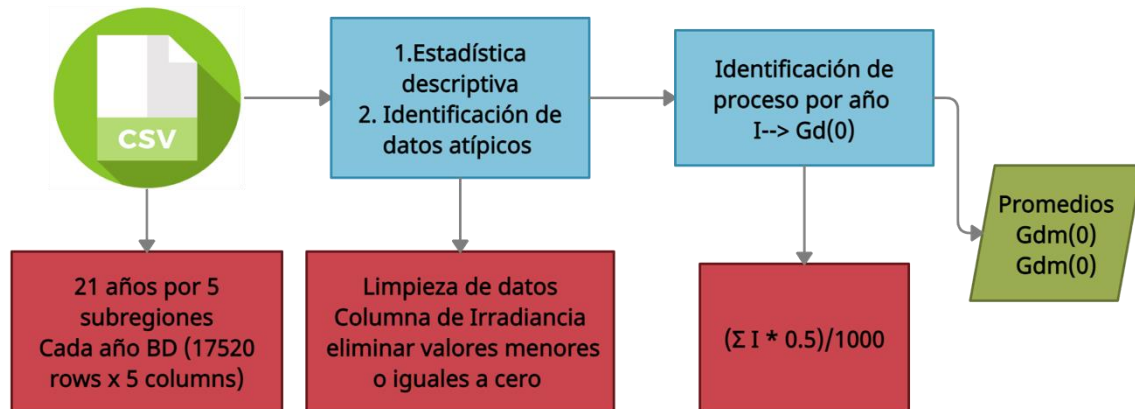


Figura 38. Procesamiento en python información NREL

Elaboración Propia

Ejemplo mes 1

```

import pandas as pd
datos = pd.read_excel('/content/drive/MyDrive/TESIS ALEJANDRA
RESTREPO_ANALISIS DE DATOS/ANALISIS NREL/SUR/1168953_3.53_-
76.30_2016.xlsx')
print(datos)
#eliminamos valores iguales a cero en columna ALLSKY_SFC_SW_DWN
PorBorrar = datos[datos['GHI'] <= 0 ].index
datos_2 = datos.drop(PorBorrar, axis=0).reset_index(drop = True)
print("Eliminamos valores menores e iguales a cero ",datos_2.shape)
#calculo de promedios mensuales mes 1
# TOMAMOS UNICAMENTE mes 1
PorBorrar = datos_2[datos_2['Month'] != 1 ].index
DataSetNum_M1 = datos_2.drop(PorBorrar, axis=0).reset_index(drop = True)
print("nos quedamos con ",DataSetNum_M1.shape) #
  
```

DataSetNum_IR = DataSetNum_M1['GHI'] # este es el valor que queremos (SUMAR DIA/1000)*0,5 por mes

DataSetNum_DAY = DataSetNum_M1['Day'] # DEL 1 A 31 representan los DIAS

suma_1=0

suma_2=0

suma_3=0

suma_4=0

suma_5=0

suma_6=0

suma_7=0

suma_8=0

suma_9=0

suma_10=0

suma_11=0

suma_12=0

suma_13=0

suma_14=0

suma_15=0

suma_16=0

suma_17=0

suma_18=0

suma_19=0

suma_20=0

suma_21=0

suma_22=0

suma_23=0

suma_24=0

suma_25=0

suma_26=0

suma_27=0

```

suma_28=0
suma_29=0
suma_30=0
suma_31=0
for posicion in range(len(DataSetNum_IR)):
    Day = (DataSetNum_DAY[posicion])
    if (Day == 1):
        suma_1+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 2):
        suma_2+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 3):
        suma_3+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 4):
        suma_4+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 5):
        suma_5+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 6):
        suma_6+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 7):
        suma_7+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 8):
        suma_8+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 9):
        suma_9+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 10):
        suma_10+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 11):
        suma_11+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 12):
        suma_12+= DataSetNum_IR[posicion]
    elif (Day == 13):

```

```
suma_13+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 14):
    suma_14+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 15):
    suma_15+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 16):
    suma_16+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 17):
    suma_17+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 18):
    suma_18+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 19):
    suma_19+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 20):
    suma_20+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 21):
    suma_21+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 22):
    suma_22+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 23):
    suma_23+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 24):
    suma_24+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 25):
    suma_25+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 26):
    suma_26+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 27):
    suma_27+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 28):
    suma_28+= DataSetNum_IR[posicion]
```



```
elif (Day == 29):
    suma_29+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 30):
    suma_30+= DataSetNum_IR[posicion]
elif (Day == 31):
    suma_31+= DataSetNum_IR[posicion]
op1 = (suma_1/1000)*0.5
op2 = (suma_2/1000)*0.5
op3 = (suma_3/1000)*0.5
op4 = (suma_4/1000)*0.5
op5 = (suma_5/1000)*0.5
op6 = (suma_6/1000)*0.5
op7 = (suma_7/1000)*0.5
op8 = (suma_8/1000)*0.5
op9 = (suma_9/1000)*0.5
op10 = (suma_10/1000)*0.5
op11 = (suma_11/1000)*0.5
op12 = (suma_12/1000)*0.5
op13 = (suma_13/1000)*0.5
op14 = (suma_14/1000)*0.5
op15 = (suma_15/1000)*0.5
op16 = (suma_16/1000)*0.5
op17 = (suma_17/1000)*0.5
op18 = (suma_18/1000)*0.5
op19 = (suma_19/1000)*0.5
op20 = (suma_20/1000)*0.5
op21 = (suma_21/1000)*0.5
op22 = (suma_22/1000)*0.5
op23 = (suma_23/1000)*0.5
op24 = (suma_24/1000)*0.5
op25 = (suma_25/1000)*0.5
```

```
op26 = (suma_26/1000)*0.5
op27 = (suma_27/1000)*0.5
op28 = (suma_28/1000)*0.5
op29 = (suma_29/1000)*0.5
op30 = (suma_30/1000)*0.5
op31 = (suma_31/1000)*0.5
print(f promedio total del dia 1 es: {op1}')
print(f promedio total del dia 2 es: {op2}')
print(f promedio total del dia 3 es: {op3}')
print(f promedio total del dia 4 es: {op4}')
print(f promedio total del dia 5 es: {op5}')
print(f promedio total del dia 6 es: {op6}')
print(f promedio total del dia 7 es: {op7}')
print(f promedio total del dia 8 es: {op8}')
print(f promedio total del dia 9 es: {op9}')
print(f promedio total del dia 10 es: {op10}')
print(f promedio total del dia 11 es: {op11}')
print(f promedio total del dia 12 es: {op12}')
print(f promedio total del dia 13 es: {op13}')
print(f promedio total del dia 14 es: {op14}')
print(f promedio total del dia 15 es: {op15}')
print(f promedio total del dia 16 es: {op16}')
print(f promedio total del dia 17 es: {op17}')
print(f promedio total del dia 18 es: {op18}')
print(f promedio total del dia 19 es: {op19}')
print(f promedio total del dia 20 es: {op20}')
print(f promedio total del dia 21 es: {op21}')
print(f promedio total del dia 22 es: {op22}')
print(f promedio total del dia 23 es: {op23}')
print(f promedio total del dia 24 es: {op24}')
print(f promedio total del dia 25 es: {op25}')
```

```
print(f promedio total del dia 26 es: {op26}')
print(f promedio total del dia 27 es: {op27}')
print(f promedio total del dia 28 es: {op28}')
print(f promedio total del dia 29 es: {op29}')
print(f promedio total del dia 30 es: {op30}')
print(f promedio total del dia 31 es: {op31}')
```

```
promedio_1=
```

```
(op1+op2+op3+op4+op5+op6+op7+op8+op9+op10+op11+op12+op13+op14+op15+op16
+op17+op18+op19+op20+op21+op22+op23+op24+op25+op26+op27+op28+op29+op30+
op31)/31
```

```
print(f el promedio del mes 1 es: {promedio_1}')
```

15.3 ANEXO 3. ALGORITMO DE PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN NASA

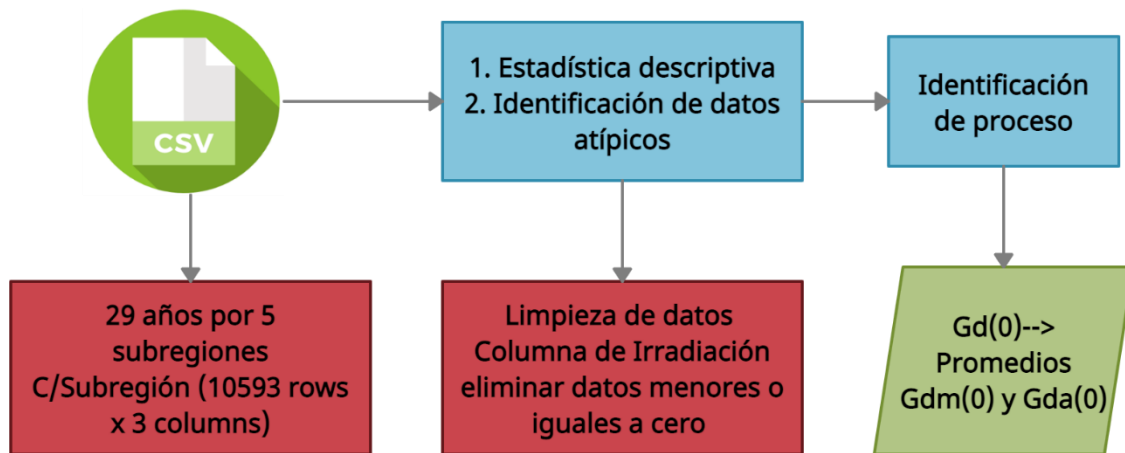


Figura 39. Procesamiento en python para información de NASA

Elaboración Propia

Ejemplo año 1

```

import pandas as pd
datos = pd.read_excel('/content/drive/MyDrive/TESIS ALEJANDRA
RESTREPO_ANALISIS DE DATOS/ANALISIS
NASA/2_SUR_2_POWER_SinglePoint_Daily_19900101_20190101_003d38N_76d53W_
492aa9f0.xlsx')
print(datos)
#eliminamos valores iguales a cero en columna ALLSKY_SFC_SW_DWN
PorBorrar = datos[datos['ALLSKY_SFC_SW_DWN'] <= 0 ].index
datos_2 = datos.drop(PorBorrar, axis=0).reset_index(drop = True)
print("Eliminamos valores menores e iguales a cero ",datos_2.shape)
#calculo de promedios mensuales 1990 #norteGRUPO1
# TOMAMOS UNICAMENTE 1990
PorBorrar = datos_3[datos_3['YEAR'] != 1990 ].index
DataSetNum_1990 = datos_3.drop(PorBorrar, axis=0).reset_index(drop = True)
print("nos quedamos con ",DataSetNum_1990.shape) #
  
```

```
DataSetNum_IR = DataSetNum_1990['ALLSKY_SFC_SW_DWN'] # este es el valor que  
queremos promediar por mes
```

```
DataSetNum_MO = DataSetNum_1990['MO'] # DEL 1 A 12 que representan los meses
```

```
cont_1 = 0
```

```
acumular_1 = 0
```

```
cont_2 = 0
```

```
acumular_2 = 0
```

```
cont_3 = 0
```

```
acumular_3 = 0
```

```
cont_4 = 0
```

```
acumular_4 = 0
```

```
cont_5 = 0
```

```
acumular_5 = 0
```

```
cont_6 = 0
```

```
acumular_6 = 0
```

```
cont_7 = 0
```

```
acumular_7 = 0
```

```
cont_8 = 0
```

```
acumular_8 = 0
```

```
cont_9 = 0
```

```
acumular_9 = 0
```

```
cont_10 = 0
```

```
acumular_10 = 0
```

```
cont_11 = 0
```

```
acumular_11 = 0
```

```
cont_12 = 0
```

```
acumular_12 = 0
```

```
for posicion in range(len(DataSetNum_IR)):
```

```
    Mes = (DataSetNum_MO[posicion])
```

```
    if (Mes == 1):
```

```
cont_1 += 1
acumular_1 = acumular_1 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 2):
cont_2 += 1
acumular_2 = acumular_2 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 3):
cont_3 += 1
acumular_3 = acumular_3 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 4):
cont_4 += 1
acumular_4 = acumular_4 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 5):
cont_5 += 1
acumular_5 = acumular_5 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 6):
cont_6 += 1
acumular_6 = acumular_6 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 7):
cont_7 += 1
acumular_7 = acumular_7 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 8):
cont_8 += 1
acumular_8 = acumular_8 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 9):
cont_9 += 1
acumular_9 = acumular_9 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 10):
cont_10 += 1
acumular_10 = acumular_10 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 11):
cont_11 += 1
```

```

    acumular_11 = acumular_11 + DataSetNum_IR[posicion]
elif (Mes == 12):
    cont_12 += 1
    acumular_12 = acumular_12 + DataSetNum_IR[posicion]
promedio_1 = acumular_1/cont_1
promedio_2 = acumular_2/cont_2
promedio_3 = acumular_3/cont_3
promedio_4 = acumular_4/cont_4
promedio_5 = acumular_5/cont_5
promedio_5 = acumular_5/cont_5
promedio_6 = acumular_6/cont_6
promedio_7 = acumular_7/cont_7
promedio_8 = acumular_8/cont_8
promedio_9 = acumular_9/cont_9
promedio_10 = acumular_10/cont_10
promedio_11 = acumular_11/cont_11
promedio_12 = acumular_12/cont_12
print(f promedio del mes 1 es: {promedio_1}')
print(f promedio del mes 2 es: {promedio_2}')
print(f promedio del mes 3 es: {promedio_3}')
print(f promedio del mes 4 es: {promedio_4}')
print(f promedio del mes 5 es: {promedio_5}')
print(f promedio del mes 6 es: {promedio_6}')
print(f promedio del mes 7 es: {promedio_7}')
print(f promedio del mes 8 es: {promedio_8}')
print(f promedio del mes 9 es: {promedio_9}')
print(f promedio del mes 10 es: {promedio_10}')
print(f promedio del mes 11 es: {promedio_11}')
print(f promedio del mes 12 es: {promedio_12}')

```

15.4 ANEXO 4. EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DE LOS DATOS

La bondad de los modelos obtenidos se examinó de acuerdo con las siguientes medidas estadísticas que son recomendadas en la comparación de ecuaciones que estiman la radiación solar global (Guzmán Acuña, Vasquez Padilla, & Santander Mercado, 2017)

- El error de sesgo medio (ESM), que se refiere al error sistemático, sus valores positivos indican una sobrestimación, los negativos una subestimación y se expresa mediante la ecuación 19:

$$ESM = \left[\frac{\sum_1^n (RGe - RGm)}{n} \right] \quad (19)$$

Donde:

ESM: Error de sesgo medio.

RGe: Radiación solar global estimada

RGm: Radiación solar global medida en la estación

n: Número de observaciones

- El error porcentual medio (EPM), es una medida global de la precisión de la estimación y desviaciones de $\pm 10\%$ son aceptables, y se estima con la ecuación (19)

$$EPM = \left[\frac{\sum_1^n \frac{(RGm - RGe) \cdot 100}{RGm}}{n} \right] \quad (20)$$

Donde:

EPM: Error porcentual medio

RGe: Radiación solar global estimada

RGm: Radiación solar global medida en la estación

n: Número de observaciones

Estos dos tipos de errores permiten visualizar si hay sobreestimación o subestimación de los datos y los valores bajos indican un buen ajuste del modelo.

- La raíz cuadrada del error cuadrático medio (RECM) muestra la variación de las estimaciones con respecto a los datos registrados, es siempre positivo y es deseable que esté cerca de cero, su expresión se presenta se define como:

$$RECM = \sqrt{\left[\frac{\sum_1^n (RGe - RGm)^2}{n} \right]} \quad (21)$$

Donde: RECM: Raíz cuadrada del error cuadrático medio

RGe: Radiación solar global estimada

RGm: Radiación solar global medida en la estación

n: Número de observaciones

- El estadístico t permite la comparación objetiva de los modelos, establece la significancia estadística y entre más pequeño sea su valor, mejor es el desempeño de un modelo. Éste calculó mediante la ecuación (22)

$$t = \sqrt{\left[\frac{(n - 1) \cdot ESM^2}{RECM^2 - ESM^2} \right]}$$