



Institución Universitaria

**Metodología de diseño, montaje y
evaluación de sistemas fotovoltaicos
integrados a la estructura de edificaciones**

Walter Fernando Martínez Gómez

Instituto Tecnológico Metropolitano

Facultad

Ciudad, Colombia

2020

Metodología de diseño, montaje y evaluación de sistemas fotovoltaicos integrados a la estructura de edificaciones

Walter Fernando Martínez Gómez

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Gestión Energética Industrial

Directores:

Ph.D. Luz Adriana Trejos Grisales

M. Sc. Bonie Johana Restrepo Cuestas

Línea de Investigación:

Eficiencia Energética

Grupo de Investigación:

Materiales Avanzados y Energía (MATyER)

Instituto Tecnológico Metropolitano

Facultad

Ciudad, Colombia

2020

“No hay cosas imposibles, sino hombres incapaces”

El presente trabajo está dedicado a mi familia por haber sido mi apoyo a lo largo de este proceso y a lo largo de mi vida. A todas las personas especiales que me acompañaron en esta etapa, aportando a mi formación y como ser humano.

Resumen

Esta tesis aborda la aplicación de los sistemas fotovoltaicos integrados a estructuras de edificios (BIPV). Ante la falta de herramientas para su diseño, se propone una metodología que brinda las bases para el análisis y la simulación de este tipo de sistemas. Para el desarrollo de la metodología se tuvieron en cuenta factores como productos comerciales con potencial de integración a edificios, construcción de paneles fotovoltaicos, herramientas de simulación con detalle arquitectónico del edificio y sus alrededores, condiciones geográficas y viabilidad económica. La metodología propuesta se validó a través de un montaje real en una edificación de tipo residencial; los registros de generación fueron contrastados con resultados de simulación, encontrando patrones similares de producción energética. Este análisis permitió comprobar la pertinencia de la metodología y su potencial aplicación en futuros proyectos BIPV a nivel regional y nacional. Finalmente, se identificaron áreas de investigación como la construcción de paneles fotovoltaicos a medida, entre otras que deben ser abordadas para fortalecer el desarrollo del uso de las energías renovables.

Palabras clave: sistema PV, BIPV, BAPV, potencial energético, Pvsites

Abstract

This thesis addresses the application of photovoltaic systems integrated to buildings (BIPV). Due to the lack of tools for their design, a methodology which gives the basics for the analysis and simulation of this kind of systems is proposed. For the development of the methodology, factors as commercial products with integration potential, manufacturing of photovoltaic panels, simulation tools with architectonic details of the building and its surroundings, geographical conditions and economic viability were considered. The proposed methodology was validated through a real case in a residential building; the records of generation were contrasted with simulation results, finding similar patterns of energy generation. This analysis allowed to confirm the relevance of the methodology and its potential application in future BIPV projects at local and nation level. Finally, research areas such as construction of photovoltaic panels of specific measures among others, were identified to strength the development in the use of renewable energy.

Keywords: PV system, BIPV, BAPV, energy potential, Pvsites

Contenido

Pág.

1. Introducción	12
1.1 Justificación.....	12
1.2 Objetivos	15
1.2.1 General.....	15
1.2.2 Específicos	15
2. Marco Teórico y Estado del Arte.....	16
2.1. Estado actual de la energía solar fotovoltaica en Colombia.....	17
2.2. Sistemas Fotovoltaicos Utilizados en Edificaciones.....	18
2.2.1. Clasificación de los Sistemas Fotovoltaicos en Edificaciones.....	19
2.2.2. Actualidad del Mercado mundial BIPV.....	20
2.2.3. Integración de Sistemas Solares BIPV	22
2.3. Diseño de un sistema BIPV	23
2.4. Software para diseño y evaluación de sistemas BIPV	24
2.5. Costo de instalación sistemas BIPV	26
2.6. Barreras presentes en la integración de la Energía Solar Fotovoltaica BIPV	28
3. Metodología.....	29
3.1. Revisión Tecnológica	29
3.2. Diseño y simulación	30
3.3. Validación Experimental.....	31
3.3.1. Fabricación modulo solar monocristalino.....	31
3.3.2. Montaje de los módulos en la edificación	35
3.3.3. Evaluación de retorno de inversión	36
4. Resultados.....	37
4.1. Actualidad de la investigación solar fotovoltaica y productos solares para integración BIPV	37
4.1.1. Tecnologías de celdas solares fotovoltaicas	37
4.1.2. Productos comerciales BIPV.....	43
4.2. Simulación de sistemas BIPV	48
4.3. Validación experimental sistema BIPV	55
4.4. Generación Solar	57
4.5. Evaluación de retorno de inversión	60
4.6. Otros casos de estudio.....	62
4.6.1. Original – sin sombras:	62
4.6.2. Caso 1 - Nueva Ubicación	64
4.6.3. Caso 2 - Nueva Ubicación + Mayor Área	64
4.6.4. Caso 3 - Nueva Ubicación + Mayor Área + Mayor Eficiencia	64
4.6.5. Beneficios tributarios Ley 1715 en casos propuestos	65
5. Conclusiones.....	66
6. Bibliografía	73

Lista de Figuras

Figura 1-1: Mapa y Convenciones de Radiación Global Horizontal Medio [7] .	13
Figura 2-1: Capacidad Global PV Solar y Adiciones Anuales, 2009-2019 [14]	16
Figura 2-2: Capacidad de energía solar en países principales, 2009-2019 [13].	17
Figura 2-3: Ejemplo Edificios Fotovoltaicas: (a) BIPV y (b) BAPV [28].	20
Figura 2-4: Capacidad instalada BIPV y Proyección del Mercado hasta el 2020 [31].	21
Figura 2-5: Aplicación típica de BIPV [39].	22
Figura 2-6: Incidencia de la radiación solar en superficies inclinadas y Sombras de Edificaciones[41].	23
Figura 3-1: Desarrollo de la Metodología para cada uno de los objetivos específicos.	29
Figura 3-2: Capas de laminado de un módulo fotovoltaico.	32
Figura 3-3: Proceso de laminado	33
Figura 3-4: Partes de la laminadora.	34
Figura 3-5: Descripción de los ciclos de laminación	35
Figura 3-6: Conectado a red o Grid-Tied.	36
Figura 4-1: Clasificación de las celdas fotovoltaicas [72].	37
Figura 4-2: Tipos de celdas fotovoltaicas de silicio [80].	39
Figura 4-3: Comparativa entre celdas de silicio [84].	40
Figura 4-4: Generación en celdas solares de perovskita [76].	41
Figura 4-5: Diagrama esquemático de la célula solar sensibilizada por colorante [91].	42
Figura 4-6: Producto Típicos BIPV	44
Figura 4-7: Variación de precios tecnología en techos [96], [37] [97].	45
Figura 4-8: Variación de precios tecnología en fachadas [96], [37] [97].	46
Figura 4-9: Diseño 3D en SketchUp.	49
Figura 4-10: (a) Integración completa en PVsities proyecto BIPV en Medellín, (b) Cuadra del proyecto BIPV, (c) Casa para integración de ventana BIPV.	50
Figura 4-11: Irradiancia en la fachada.	51
Figura 4-12: Integración de los módulos en la fachada.	52
Figura 4-13: Cableado eléctrico módulos BIPV.	53
Figura 4-14: Generación en kWh/mes del sistema simulado.	54
Figura 4-15: Fabricación de paneles solares.	55
Figura 4-16: a) Fachada de instalación del caso de estudio b) Montaje del sistema BIPV.	57
Figura 4-17. Producción de Energía Sistema de prueba BIPV (real y simulada).	58
Figura 4-18. Diferencia porcentual entre generación real y simulación (año 2019).	59
Figura 4-19: Curva de generación horaria (Generación solar año 2019)	59
Figura 4-20. Sistema sin afectación de sombras de edificios cercanos	63
Figura 4-21: Generación en kWh/mes del sistema simulado sin sombras de edificios cercanos.	63

Lista de tablas

Tabla 1: Software utilizado en los estudios de simulación BIPV [54].	26
Tabla 2: Insumos para la fabricación del panel solar monocristalino.	31
Tabla 3: Resumen de eficiencias de cada tecnología.	43
Tabla 4. Distribución de costos y características técnicas por tecnología tipo de aplicación [37] [98]	47
Tabla 5. Características del sistema solar instalado.	61
Tabla 6. Casos de Estudio viabilidad a partir de la mejora de las condiciones del proyecto	65

1. Introducción

1.1 Justificación

La necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero es cada vez más urgente, debido a que estas aumentan la temperatura global. El reciente acuerdo de París sobre el cambio climático, enfatizó específicamente la necesidad de mantener el aumento de la temperatura media global por debajo de los 2°C y continuar los esfuerzos para limitar el aumento a 1,5°C [1]. Se estima que los efectos del cambio climático sobre el número de muertes humanas para el año 2050 será de alrededor de medio millón [2]. La generación de electricidad es una de las principales fuentes de emisión debido a nuestra gran dependencia de los combustibles fósiles. Actualmente más del 40% de los usos energéticos mundiales y un tercio de las emisiones mundiales pertenecen a edificios de países desarrollados o en vía de desarrollo [3]. Normas internacionales como NZEB Edificios de energía casi cero (NZEB) o Edificios cero emisiones (ZEB) y certificaciones de edificios ecológicos como PASSIVHAUS Standard, BREEAM o LEED [4], promueven la creación de construcciones verdes que reduzcan de manera significativa el impacto ambiental y optimicen los recursos energéticos. Estas normas promueven la integración de las energía renovables en las edificaciones, entre ellas se destaca la energía solar fotovoltaica que tiene un potencial en todo el mundo de 0,06 kW/m² (~500kWh/m² por año) [5]. En Colombia las condiciones son favorables para la generación fotovoltaica con buenos niveles de radiación por región a lo largo del año como se muestra en la Figura 1-1, donde la mayor parte de las Zonas No interconectadas y Zonas Interconectadas en el país cuentan con un recurso de irradiación solar promedio de 194 W/m² y de radiación solar promedio de 4,5 kWh/m²/d, la cual supera el valor promedio mundial de 3,9 kWh/m²/d [6].

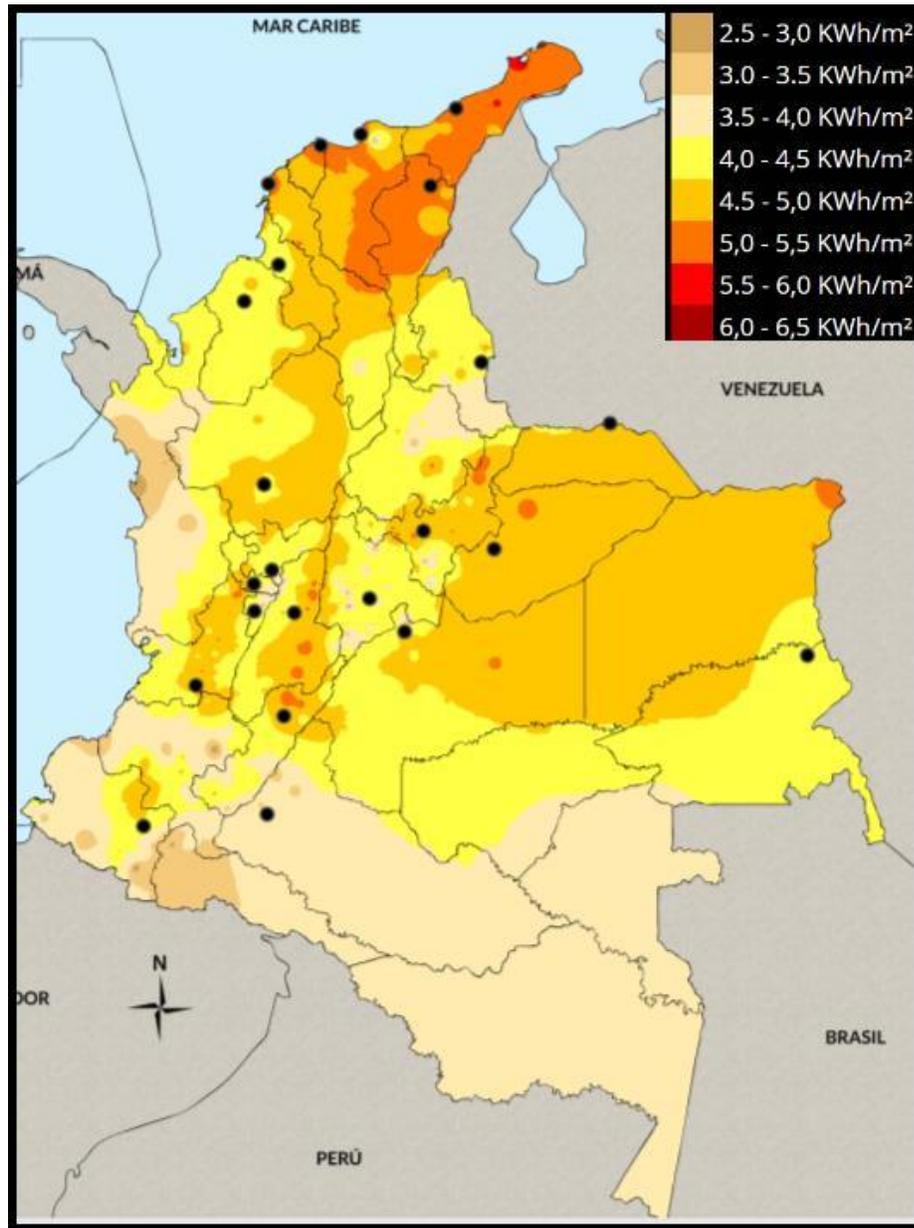


Figura 1-1: Mapa y Convenciones de Radiación Global Horizontal Medio [7] .

El potencial de irradiación colombiano, lo hace ideal para la generación de energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos, por lo cual, el gobierno colombiano a través de la Ley 1715 de 2014 impulsó el desarrollo e integración energías renovables al sistema eléctrico nacional. Dicha integración permite además diversificar la matriz energética Colombiana, que actualmente cuenta

con una capacidad instalada del 69% en centrales hidroeléctricas y un 29% térmica [8]. Esta dependencia de los recursos hídricos es riesgosa para la confiabilidad energética del país, donde fenómenos de cambio climático como el 'El Niño' son cada vez más fuertes y han llevado hasta el límite la capacidad de respuesta del sistema interconectado nacional amenazando con un posible racionamiento (2016) [9]. Otros acontecimientos, como fallas en la planeación y construcción de centrales de generación hidroeléctricas, caso Hidroituango de EPM, que será la central más grande del país con 2.400 MW y 17% de la demanda de energía eléctrica [10], presenta un retraso en su entrada en operación. Además, una creciente demanda interna de energía eléctrica estimada en 52% según proyecciones de la UPME, entre el 2016 y 2030 [11], representa un reto y una oportunidad para las fuentes no convencionales de energía renovable, en particular la energía solar fotovoltaica.

Los sistemas de generación fotovoltaicos integrados en edificaciones BIPV (Building Integrated Photovoltaics), a diferencia de los sistemas solares tradicionales, son adaptados a las edificaciones haciéndolos parte funcional de la estructura del edificio; esto permite aprovechar las áreas de los techos y fachada, remplazando los materiales de construcción convencional con paneles fotovoltaicos. Con esta visión, los sistemas BIPV se perfilan como una alternativa viable para la generación de energía limpia y el desarrollo sostenible [12]. De esta manera, se hace necesario contar con herramientas técnicas y financieras que soporten el desarrollo de proyectos BIPV. Esta investigación propone identificar las distintas tecnologías BIPV disponibles en el mercado y desarrollar una metodología para su integración, teniendo en cuenta la etapa de diseño, montaje y evaluación de costos asociados para su implementación.

1.2 Objetivos

1.2.1 General

Desarrollar una metodología para el diseño, montaje y evaluación de sistemas fotovoltaicos integrados a la estructura de edificaciones.

1.2.2 Específicos

- Seleccionar técnica y económicamente celdas solares con posibilidad de integración arquitectónica en edificaciones.
- Integrar en un software comercial, los parámetros identificados para diseñar sistemas BIPV con el fin de evaluar el potencial energético de cada sistema.
- Validar técnica y económicamente la metodología de diseño propuesta en un caso de estudio.

2. Marco Teórico y Estado del Arte

En los últimos años la energía solar fotovoltaica a nivel mundial ha mantenido un crecimiento permanente y con tendencia exponencial [13]. En la Figura 2-1 se presenta la evolución de capacidad global instalada y adiciones anuales en los últimos 10 años. En el 2019 se instalaron 115 GW de energía solar fotovoltaica en todo el mundo y al finalizar el 2019, la capacidad global de energía solar fotovoltaica era al menos de 627 GW[13].

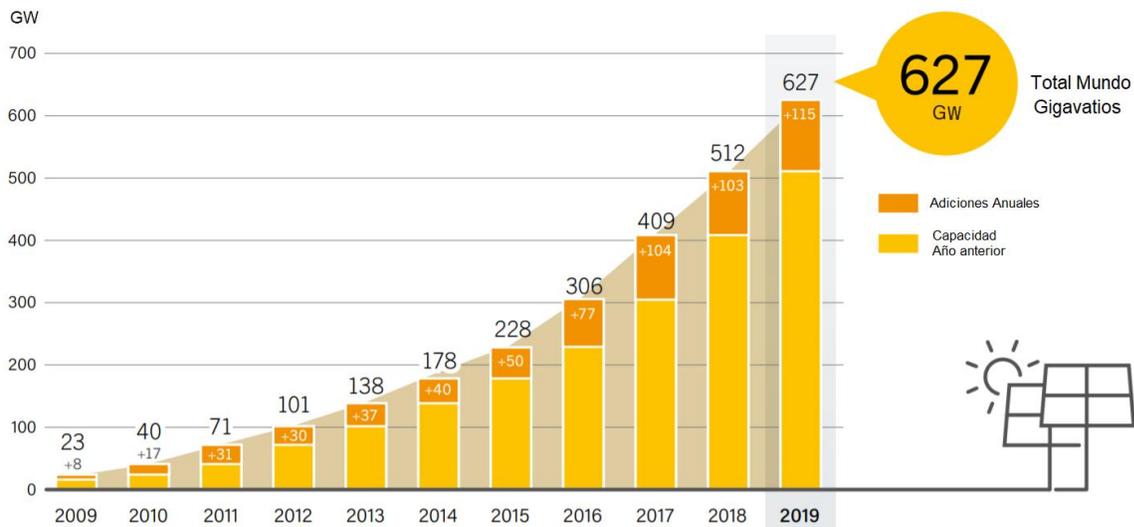


Figura 2-1: Capacidad Global PV Solar y Adiciones Anuales, 2009-2019 [14]

A nivel mundial, China es el país líder en capacidad instalada solar fotovoltaica, adicionando 204,7 GW en el 2019 a su matriz energética, seguido por Estados Unidos 76 GW, Japón 63 GW, Alemania 49 GW, India 42,8 GW y el resto del mundo 191,3 GW (ver Figura 2-2).

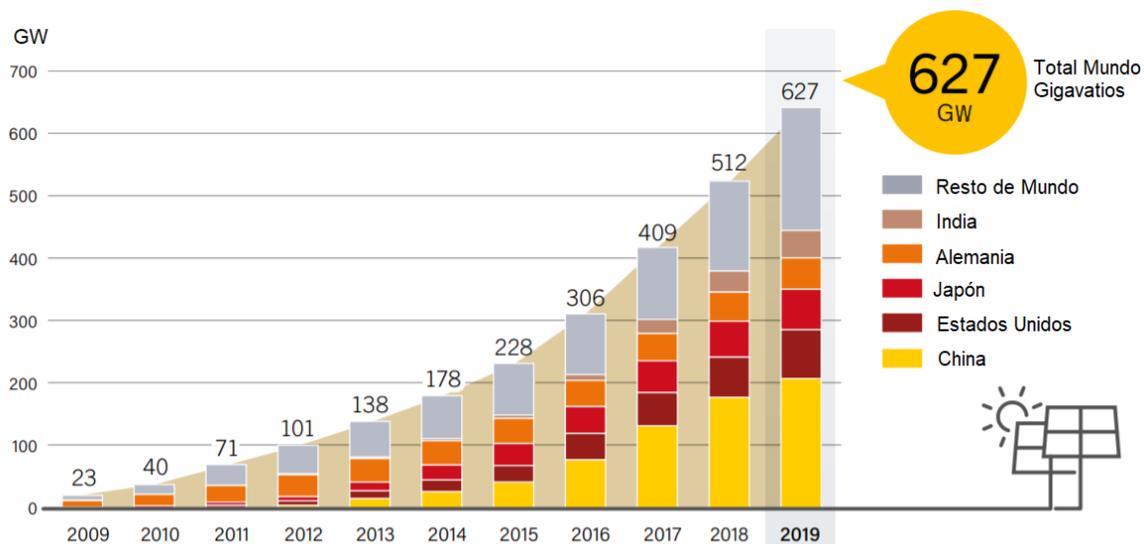


Figura 2-2: Capacidad de energía solar en países principales, 2009-2019 [13].

El creciente aumento de la energía solar fotovoltaica ha sido impulsado en gran medida por la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera, la reducción de costos de fabricación y las nuevas políticas que apoyan las energías renovables [15]. Actualmente una de las opciones de políticas más rentable para los gobiernos, son las subastas con acuerdos de compra de energía a largo plazo para proyectos a gran escala de servicios públicos. Este mecanismo de precios a través de licitaciones ha reducido los costos a lo largo de toda la cadena de valor. Las subastas también pueden permitir un mejor control de la implementación, los incentivos totales y los aspectos de integración del sistema. Se espera que casi la mitad de la expansión de la capacidad eléctrica renovable durante 2017-22 sea impulsada por subastas competitivas, en comparación con el 20% para 2016 [15].

2.1. Estado actual de la energía solar fotovoltaica en Colombia

Hasta hace algunos años la energía solar fotovoltaica en Colombia solo era representativa para el sector rural, utilizada para la iluminación y funcionamiento de electrodomésticos en los hogares. En el 2005 existían aproximadamente 145 sistemas fotovoltaicos, con una capacidad instalada de 208,06 kW [16]. Para el año 2014 se contaba con aproximadamente 11,6 GW de capacidad

instalada [17], pero esta cifra ha aumentado por nuevas políticas de gobierno que impulsaron e incentivaron su penetración en el mercado [18].

En el año 2014 con la aprobación de la Ley 1715 de 2014, que regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional (SIN), creció el número de proyectos energéticos que utilizan dicha fuente no convencional de energía renovable (FNCEr) [18]. La Ley propone cuatro incentivos a la inversión en proyectos para energías renovables: exclusión de renta, exención del IVA de los servicios y equipos, eliminación de aranceles y depreciación acelerada de activos [19]. Para julio de 2020, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha certificado 563 proyectos, de los cuales 508 corresponden a energía solar fotovoltaica, con una capacidad instalada de 1301,51 GWp [20].

Además, como una medida complementaria de la ley 1715 para impulsar la integración de las energías renovables, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), definió con la Resolución CREG 030 de 2018, las reglas para que los usuarios del servicio de energía eléctrica en el país puedan producir energía y venderla al Sistema Interconectado Nacional [16].

Desde la reglamentación de la Ley 1715, los proyectos de pequeña y gran escala han empezado a conectarse al SIN, incentivados por los beneficios tributarios y regulatorios, como es el caso de Enel, a través de su filial de Enel Green Power Colombia (EGPC), con la entrada en operación en febrero 2019 de la planta fotovoltaica El Paso, en el departamento de Cesar, en el norte del país, con una potencia instalada de 86,2 MW y capacidad para generar aproximada de 176 GWh por año, suficiente para abastecer eléctricamente a cerca de 102 mil hogares colombianos, además de un ahorro de alrededor de 100 mil toneladas de CO₂ [21].

2.2. Sistemas Fotovoltaicos Utilizados en Edificaciones

El sector de la construcción (residencial, comercial y servicios públicos) consumió el 78% de la energía primaria mundial en 2019 [22]. El gran desafío entonces es reducir el consumo de energía eléctrica de los edificios y, por otro lado, intentar abastecer su propia demanda de energía con la

autogeneración. Para lo cual, la adopción de energías renovables, como la fotovoltaica, tiene el potencial de proporcionar reducciones significativas en la energía y emisiones de carbono [23].

En los últimos años, los proyectos de construcción de edificaciones se han desarrollado con un enfoque de sostenibilidad, exploración de estrategias pasivas, eficiencia energética y generación de energía local. La Unión Europea como medida de ello presenta la directiva 2010/31 que establece que todos edificios nuevos deben ser (NZEB) para el año 2020 [24]. Consideran el uso de tecnologías de energía renovable como un factor importante de energía limpia con bajas emisiones de CO₂. Una de las más prometedoras es la BIPV, que reemplacen los materiales convencionales de la envolvente del edificio con módulos fotovoltaicos para producir energía eléctrica [25], [26].

2.2.1. Clasificación de los Sistemas Fotovoltaicos en Edificaciones

El uso de sistemas fotovoltaicos en edificios se puede clasificar en dos grupos; instalación fotovoltaica adaptada en el edificio BAPV (Building Applied Photovoltaics) y Elementos fotovoltaicos integrados en edificios BIPV (Building Integrated Photovoltaics). Los BIPV se consideran una parte funcional de la estructura del edificio, o están arquitectónicamente integrados en el diseño del edificio y los BAPV se consideran un complemento al edificio, no directamente relacionado con los aspectos funcionales de la estructura [27]. La diferencia principal entre BIPV y BAPV es el grado de rigidez en la integración de los sistemas y edificios fotovoltaicos. Por ejemplo, BAPV se convierte en BIPV cuando los arreglos fotovoltaicos se integran estrechamente con los edificios. En la Figura 2-3 se presenta un ejemplo de la configuración BIPV y BAPV.



Figura 2-3: Ejemplo Edificios Fotovoltaicas: (a) BIPV y (b) BAPV [28].

La ventaja de los sistemas fotovoltaicos integrados sobre los sistemas no integrados es la reducción de los costos de construcción. Estas ventajas hacen que BIPV sea uno de los segmentos de más rápido crecimiento en la industria fotovoltaica [29]. A continuación, se presenta una descripción del sistema BIPV, no se hace referencia a los sistemas BAPV por el alcance de la investigación.

2.2.2. Actualidad del Mercado mundial BIPV

El mercado BIPV presenta un gran potencial energético en todo el mundo. Sin embargo, existe un mercado establecido en la mayoría de los países de Europa; Alemania, España, Francia, Suiza e Italia, donde, aproximadamente el 20% de la instalación de BIPV está instalada en fachadas y el 80% restante en techo [30]. La tasa de crecimiento mundial de BIPV durante los últimos siete años es aproximadamente del 50% de la capacidad instalada en cada año, alcanzando los 2.700 MW de instalación hasta el 2016 [31]. En la Figura 2-4 se presenta el crecimiento del mercado BIPV hasta el 2020. Se espera una escala de crecimiento del 30% en comparación con el año 2016 para el 2020. La instalación esperada es de más de 8.000 MW para fines del año 2020 [31]. En general, el despliegue global de BIPV es pequeño en comparación con el despliegue de sistemas fotovoltaicos tradicionales.

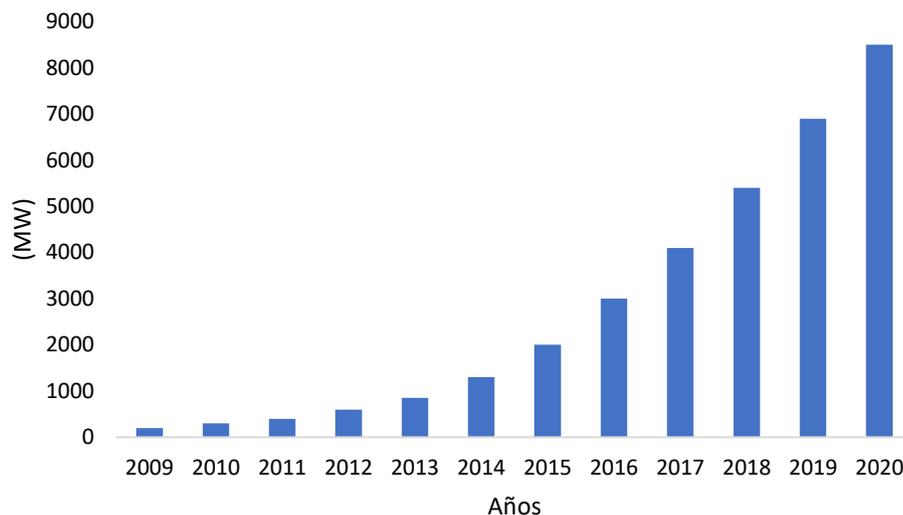


Figura 2-4: Capacidad instalada BIPV y Proyección del Mercado hasta el 2020 [31].

El rápido crecimiento de sistemas a nivel mundial BIPV permitirá mejorar la competitividad y reducir los costos de fabricación. Se estima que con costos de adquisición más económicos, será suficiente para impulsar el mercado BIPV [32].

El atractivo estético de BIPV es una de las razones por las que los arquitectos y usuarios finales lo implementan [33]. Los esfuerzos de investigación y desarrollo centrados en aumentar los productos BIPV innovadores también respaldan el crecimiento del mercado. Se espera que los avances tecnológicos relacionados con los materiales solares transparentes, de película delgada y flexibles, tales como compuesto de Cobre, Indio, Galio y Selenio (CIGS), orgánicos y celdas sintetizadas con tinte (DSC), hagan que el futuro de la industria BIPV sea más prometedor [34].

La penetración de estos sistemas también debe ser impulsada por mecanismos gubernamentales; actualmente muchos países cuentan con este tipo de apoyos, pero por lo general apuntan a sistemas fotovoltaicos convencionales, y muy pocos específicamente a BIPV. En países como Francia y Malasia, con apoyo específico a sistemas BIPV ha resultado en incrementos masivos en las instalaciones [35] [36].

2.2.3. Integración de Sistemas Solares BIPV

Existe un gran potencial para la integración de los sistemas BIPV en las edificaciones (techos, fachadas, ventanas, parasoles, balcones etc). Aunque estas además de cumplir consideraciones estéticas, deben diseñarse y construirse, cumpliendo con los requisitos básicos de construcción, como resistencia mecánica, protección contra incendio, seguridad y accesibilidad en el uso, protección contra el ruido, uso sostenible de los recursos naturales y optimización de generación de energía [37].

Otros criterios que influyen en el uso de sistemas BIPV, es que presentan una solución confiable para el suministro de electricidad en edificios en lugares con o sin red eléctrica, siempre y cuando se tenga almacenamiento [38]. Además, no se necesita área adicional de instalación ya que BIPV reemplaza los materiales de construcción tradicionales y genera electricidad en el mismo punto, por lo tanto, se evitan las pérdidas de transmisión y distribución [38].

Como se observa en la Figura 2-5, se pueden elegir sistemas BIPV de distintas tipologías, las aplicaciones con cubiertas inclinadas tienen la ventaja de utilizar los techos como plataforma base, para cubiertas planas suelen necesitar soportes para conseguir la orientación e inclinación adecuada para los módulos. Los sistemas integrados en fachadas, por su alta visibilidad, suelen ser de alto estándar de calidad, aunque son más exigentes técnicamente que las instalaciones en cubiertas, por la necesidad de ocultar el cableado, y ubicar los demás componentes del sistema [37].

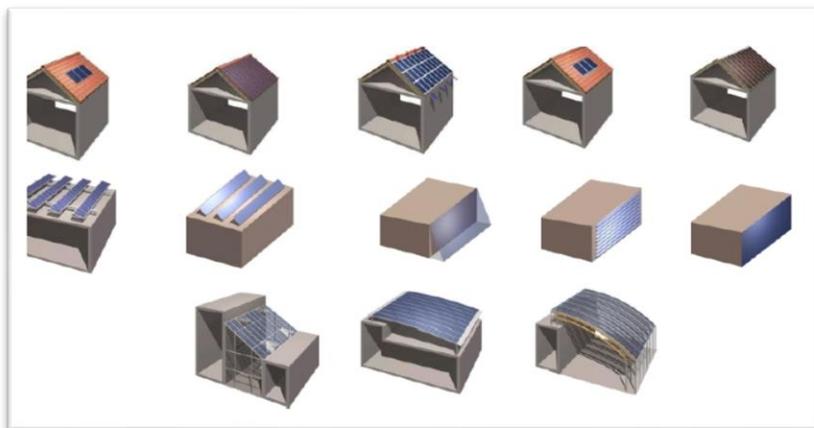


Figura 2-5: Aplicación típica de BIPV [39].

Cualquiera que sea la tipología de integración elegida para un edificio, se debe dar especial atención al mantenimiento, reposición y limpieza, tanto de los módulos como de los demás componentes de la instalación fotovoltaica. Así que los mecanismos de acceso deben ser cuidadosamente pensados desde las primeras fases del proyecto [37]. Por lo tanto, la integración de un sistema BIPV puede a menudo ser un proceso complejo. Esto es razonable, ya que es necesario llegar a un consenso entre el funcionamiento óptimo de sistema fotovoltaico, aspecto arquitectónico y condiciones económicas.

2.3. Diseño de un sistema BIPV

Desde el punto de vista del diseño, los aspectos más críticos son similares a una instalación fotovoltaica estándar: se trata de maximizar la irradiación recibida por los módulos a través de la orientación e inclinación y evitar las sombras (Ver Figura 2-6). Estas condiciones básicas pueden afectar el diseño de una edificación en varios aspectos, desde la orientación y disposición solar, hasta en su forma y sistema constructivo [40]. Por lo cual se analizan a continuación.

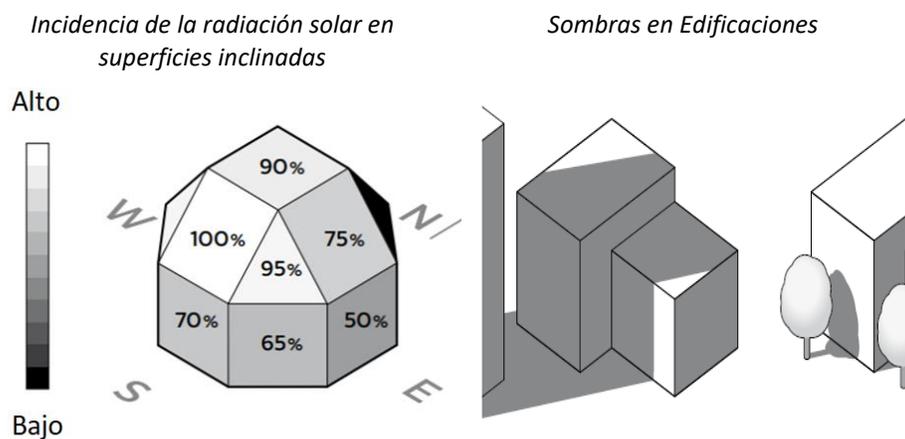


Figura 2-6: Incidencia de la radiación solar en superficies inclinadas y Sombras de Edificaciones[41].

Orientación: La cantidad total de luz solar que incide sobre una superficie es una función de la inclinación y la orientación. La orientación adecuada de los sistemas BIPV de acuerdo con ciertos momentos del día y el año, permite optimizar la captación solar [42] [43].

Dimensionamiento: Las restricciones de diseño generalmente determinan la capacidad de los sistemas BIPV en lugar de los requisitos de carga eléctrica. Incluso con la generación de BIPV en sitio, los edificios compran electricidad de red debido a sus importantes requerimientos de energía. Los sistemas BIPV comerciales a menudo están diseñados para servir a una carga específica, como control del riego, iluminación o para vincular directamente la demanda del edificio. La variación en las condiciones climáticas y las superficies disponibles también limita el tamaño de los sistemas BIPV [44].

Ubicación: Los BIPV deben ubicarse en un lugar donde estructuras altas no generen sombras y limiten la producción de energía [45]. El suministro solar homogéneo a la celda determina la corriente de funcionamiento para todas las celdas conectadas en esa serie y garantiza el mejor rendimiento.

Cumplir con los objetivos estéticos: Los productos BIPV actualmente en el mercado tienen aplicaciones visualmente distintivas al agregar patrones, texturas, colores y efectos visuales al techo o la fachada de un edificio. Varios arquitectos y firmas de arquitectura prominentes han utilizado diseños BIPV para lograr una imagen distinguida de ser ambientalmente verdes y estéticamente atractivos [39].

2.4. Software para diseño y evaluación de sistemas BIPV

Los estudios de simulación son una gran herramienta para estimar el rendimiento eléctrico de sistemas BIPV, ya que con estos se puede optimizar el diseño maximizando la irradiación recibida a través de la orientación y además se puede evaluar el impacto del sombreado en el sistema.

La irradiación influye directamente en la temperatura y el rendimiento eléctrico de la célula fotovoltaica, el método PVWatts [46], calcula la potencia máxima en función de la temperatura y la irradiación, este método no es directamente aplicable bajos niveles de irradiación efectiva. Marion [47] sugirió una versión mejorada del modelo PVWatts. Otros modelos empíricos como el Sandia PV Array Performance Model (SAPM) [48] y Loss Factors Model (LFM) [49], representan las diferencias de rendimiento de la tecnología y sus cambios a lo largo del tiempo. El modelo LFM es el más preciso, ya que tiene en cuenta factores de pérdida normalizados, así como correcciones

espectrales y de temperatura para estimar el rendimiento energético para la mayoría de las tecnologías de módulos fotovoltaicos (c-Si, HIT, a-Si, CIGS, CdTe y a-Si / uc-Si).

Lo que es común para los métodos antes mencionados, basados en la predicción del rendimiento de electricidad fotovoltaica a partir de los valores de irradiación, es que las mediciones se toman generalmente puntuales. Sin embargo, para las predicciones de producción de energía BIPV, es necesario realizar simulaciones anuales. Robinson y Sone propusieron un método para los datos de radiación, disponible como GenCumulativeSky, que toma un archivo de clima como una entrada y genera una distribución solar en el cielo. Puede describirse en términos de una distribución global de radiación para una bóveda celeste discretizada, o una distribución discreta difusa de radiación con un subconjunto de soles estadístico o por hora, y produce imágenes de irradiación anuales de una sola simulación [50]. El método combina con éxito las ventajas de los enfoques alternativos representados mediante una eficiencia computacional y precisión [51]. Este enfoque ha encontrado una aplicación particular en la estimación de irradiación solar anual precisa en la envolvente del edificio y en el contexto urbano, útil para identificar áreas con potencial para PV y áreas con una exposición solar excesiva (sobrecalentamiento) que deberían considerar opciones de sombreado para reducir la penetración solar. Otro método muy preciso para predecir el potencial fotovoltaico a través de la irradiancia en la superficie es el método de renderización A360 utilizado en Autodesk Green Building Studio. Este método está validado en *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), de acuerdo con los métodos de cálculo estándar para la irradiación [51]. Ambos métodos presentan herramientas valiosas para estimar el potencial de BIPV que pueden competir con herramientas diseñadas solo para PV, a la vez que representan de manera efectiva y precisa sombreados y entornos complejos [52].

Son muchas las configuraciones que se pueden presentar de los sistemas BIPV, por lo cual, actualmente se tienen limitantes en materia de software. Desafortunadamente, las herramientas disponibles comercialmente ofrecen simulaciones particulares hasta cierto punto, y aún no existe una herramienta comercial que se dirija a todos los tipos de BIPV (no solo montados en el techo). Los métodos existentes para simular BIPV son en su mayoría procesos personalizados utilizados en investigación u oficinas de ingeniería [53].

A continuación, en la Tabla 1 se presentan algunas herramientas comerciales que se usan para la simulación de sistemas fotovoltaicos BIPV.

Tabla 1: Software utilizado en los estudios de simulación BIPV [54].

Software	Descripción
TRNSYS [55]	Análisis BIPV y Simulación
EnergyPlus [56]	Análisis BIPV y Simulación
PHEONICS [57]	Análisis BIPV y Simulación
Green Building XML	Análisis BIPV y Simulación
VR4PV	Factor de sombra
eQuest	Cálculo del consumo anual de electricidad
PVSOL	Modelado PV y análisis de datos
PVWATTS	Modelado PV y análisis de datos
PVSIM	Modelado PV y análisis de datos
PVSYST	Modelado PV y análisis de datos
PV FORM	Modelado PV y análisis de datos
RETScreen	Generación anual de electricidad

2.5. Costo de instalación sistemas BIPV

En la literatura se encuentran pocos datos disponibles para el análisis económico de sistemas BIPV, la mayoría de las referencias encontradas apuntan a herramientas e indicadores de evaluación de sistemas fotovoltaicos convencionales.

El sistema BIPV se puede diseñar ya sea para el uso de la fachada o del techo, pero los ahorros en el costo del material son generalmente mayores en el caso de las fachadas. La ventaja económica

del reemplazo de los materiales de construcción convencionales con el módulo BIPV puede ser indicada por el costo evitado del material reemplazado por el área del módulo BIPV [58]. Los dos materiales de fachada más utilizados son el vidrio y el aluminio, que suelen ser costosos. El costo real de inversión del sistema BIPV es igual al costo de los módulos fotovoltaicos menos el valor del material desplazado. Un producto BIPV sirve como un componente arquitectónico de peso ligero y valor funcional. Tales características serían consistentemente más deseables para el desarrollo del edificio [59].

El costo del BIPV está influenciado por el mercado específico del país y apoyado por esquemas existentes, así como costos de electricidad [60]. En India, se propuso que los edificios gubernamentales aumenten el uso de la energía solar con un enfoque estético para fachadas. Según estudios del mercado local, los módulos BIPV son un 25-30% más costosos que los módulos FV tradicionales [61]. En China los costos promedio del sistema BIPV son de 1,46 - 2,19 USD/Wp y de 305,4- 458 USD/m² [62].

En Brasil, en noviembre de 2016, los costos de los módulos CdTe de vidrio a vidrio PV fueron de 0,39 USD/Wp. Además, en una encuesta sobre el mercado brasileño de generación distribuida de energía solar fotovoltaica en 2015 [63], reveló que el sistema fotovoltaico con potencia nominal instalada en el rango de 31-100 kWp tuvo un precio de 1,96 USD/Wp. La misma investigación también encontró que el 42% de los costos se deben a los módulos fotovoltaicos, el 23% a los inversores, el 17% al proyecto e instalación del sistema fotovoltaico y el 18% a la estructura e instalación metálica [63].

En Colombia el sistema BIPV es muy poco conocido, estudiado e implementado; además, no se tienen registros oficiales de estudios que presenten evaluaciones económicas con costos de instalación. En la actualidad, solo se encontró información a nivel nacional de los sistemas fotovoltaicos tradicionales. Para sistemas entre 1-5 kWp es de 2,40 USD/Wp, de 5-10 kWp es 2,15 USD/Wp, de 10-30kWp es 1,60 USD/Wp, de 30-100kWp es 1,20 USD/Wp y 100-300kWp es 0,90 USD/Wp [64].

2.6. Barreras presentes en la integración de la Energía Solar Fotovoltaica BIPV

En la actualidad y después de hacer un barrido del estado del arte se tiene que la integración de sistemas BIPV es cada vez más conocida y utilizada en todo el mundo, pero se tienen barreras importantes que impiden su masificación. Los artículos [40], [65]–[68] discuten estas limitaciones en mayor o menor medida, que de forma general se pueden agrupar en:

Baja eficiencia: La eficiencia de conversión de energía de los sistemas BIPV es relativamente baja, con valores inferiores al 20%, comparado con los sistemas tradicionales [68].

Factores económicos: Los altos costos iniciales de capital de los sistemas BIPV se consideran la principal barrera para la implementación de BIPV.

Desconocimiento técnico: Se tiene ausencia de formación técnica entre los arquitectos e ingenieros que intervienen en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los edificios. Desconocimiento intrínseco de la tecnología y de su adaptación a los materiales convencionales de construcción.

Factores arquitectónicos: El diseño de los sistemas no siempre es atractivo, los módulos sólo se encuentran en medidas estándar y no se pueden personalizar, su instalación es muy complicada.

Gubernamental: Falta de apoyo en investigación y desarrollo para mejorar la eficiencia de productos, reducir los costos de fabricación, falta de incentivos y subsidios a usuarios finales.

3. Metodología

La metodología planteada en este proyecto de investigación (Figura 3-1), se dividió en tres partes las cuales se amplían a continuación:

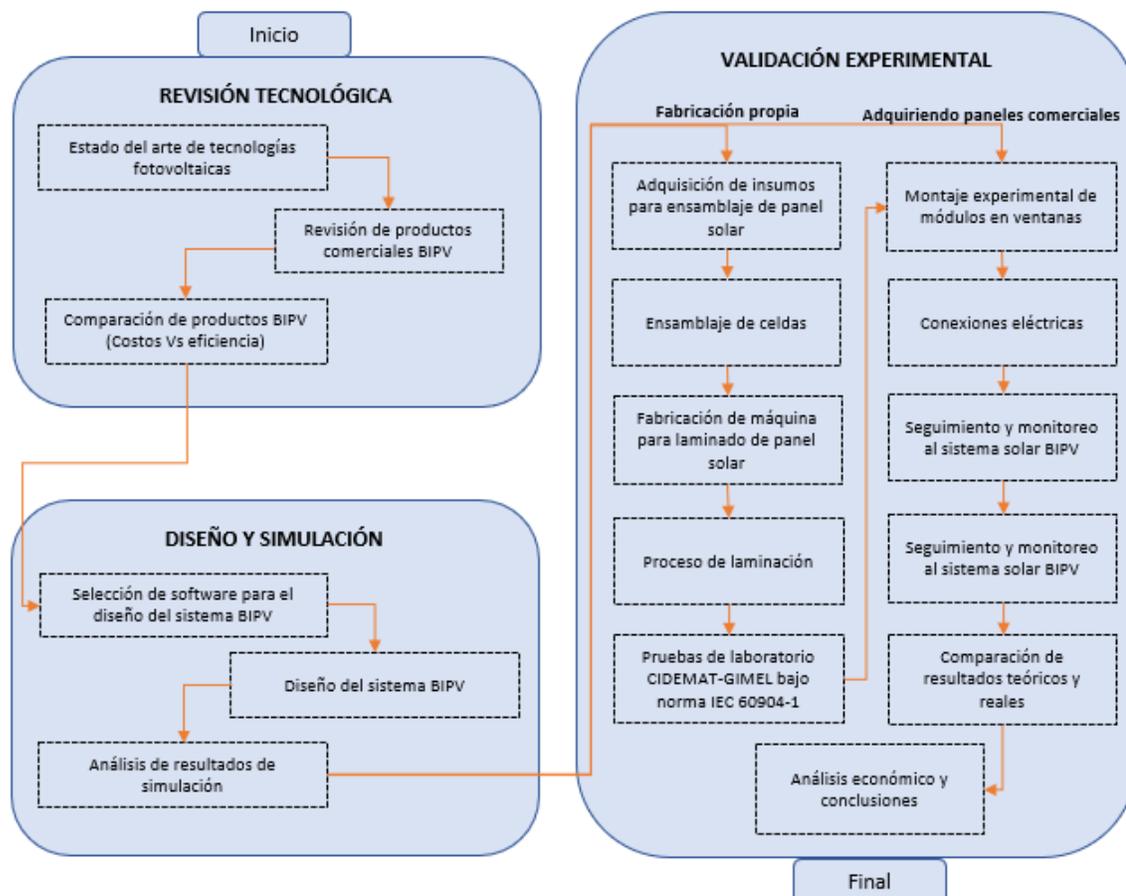


Figura 3-1: Desarrollo de la Metodología para cada uno de los objetivos específicos.

3.1. Revisión Tecnológica

La primera parte de la investigación consistió en identificar las principales tecnologías solares fotovoltaicas, usadas en sistemas integrados en edificaciones. Esto con el fin de hacer una comparación entre las eficiencias existentes en fase de investigación y las que se encuentran en fase comercial.

Para el estudio de las tecnologías solares se realizó una búsqueda en las principales bases de datos disponibles en el ITM (Scopus, Science Direct, IEEE). Con la revisión de más de 50 artículos científicos hasta el año 2019, revisando las celdas de silicio, amorfos, sensibilizada por tinte (DSSC), perovskita y orgánicas, teniendo en cuenta sus principales características técnicas de fabricación y estado actual de eficiencia.

La revisión de los productos BIPV disponibles comercialmente se realizó a través de la plataforma digital de Alibaba [69], que contiene a las principales empresas fabricantes a nivel mundial y principalmente el mercado chino [15]. Para la evaluación se tuvieron en cuenta los tipos de productos y tecnologías por aplicación (techos y fachadas), eficiencias, tamaños y costos.

Posteriormente se procedió a elaborar una tabla, en la que se resumió la investigación realizada en cuanto los productos por tipo de aplicación, eficiencias y costos.

3.2. Diseño y simulación

Inicialmente se realizó una búsqueda de información científica relacionada con herramientas de diseño y simulación de sistemas BIPV, por medio del uso de la base de datos bibliográfica propiedad del ITM que está disponible en su página web, con el objetivo de recolectar los principales Software disponibles.

Luego, se seleccionó una herramienta que permitiera la integración con herramientas CAD y BIM, con el fin de incluir la información constructiva de la locación y elementos colindantes, y que ofreciera una amplia base de datos de productos BIPV y de irradiación. Posteriormente, se procedió con la etapa de diseño, para lo cual se seleccionó como proyecto BIPV de estudio uno de integración en ventana, localizado en una edificación en la ciudad de Medellín, tratando de aprovechar al máximo el área disponible y permitiendo también la entrada de luz natural. Se consideró como característica adicional la conexión eléctrica sincronizada a la red. Posteriormente, se procedió con la simulación del sistema que, a través de entradas como tecnología de celdas, ubicación geográfica, archivo CAD, datos meteorológicos y demás componentes del sistema, permitió conocer la energía anual generada, el cálculo de reducción de emisiones de CO₂ y los costos asociados al proyecto.

3.3. Validación Experimental

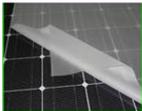
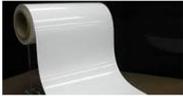
Después de realizar la etapa de simulación se procede con el montaje y seguimiento de un sistema BIPV en una edificación de Medellín.

Como se pudo observar en la revisión del estado del arte, los sistemas BIPV son un mercado emergente a nivel mundial y no cuenta con muchos fabricantes. Por tanto, en el mercado colombiano es difícil adquirir esta clase de productos, a no ser que se importen bajo pedido. Por lo cual, en este punto se pueden tomar dos caminos; el primero es realizar la compra del sistema bajo importación o ensamblar el sistema bajo la necesidad específica del proyecto. La metodología planteada de aquí en adelante contempla el ensamble de un panel solar monocristalino; de no contemplar este camino, se puede pasar directamente a la parte de montaje de los módulos en la edificación.

3.3.1. Fabricación modulo solar monocristalino

Para la fabricación de los módulos solares monocristalinos se requiere la lista de insumos presentada en la Tabla 2, los cuales se deben comparar bajo importación de algún fabricante a nivel mundial.

Tabla 2: Insumos para la fabricación del panel solar monocristalino.

Insumos		Cubierta Frontal	Encapsulante
Ítem	Descripción		
Celdas Solares	Grade A (18%-19,3%) eficiencia		
Cubierta trasera (PET backsheet)	KWM TPE-300 0.3mm		
Encapsulante (EVA film)	Alta transmitancia		
Busbar	0.35 x 6 mm		
Caja de Conexiones (Junction box)	BX2020A-5 0.9m cable		
(Flux Pen)	Fundente para soldaduras		
Vidrio	Templado		
Marco	Aluminio		
Silicona	Alta resistencia intemperie		

El siguiente paso consistió en realizar el proceso de laminación del panel solar, el cual es crucial en el proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos. Dado que los módulos fotovoltaicos tienen que soportar una exposición prolongada en el exterior.

Para el proceso de encapsulación de módulos fotovoltaicos, lo primero que se debe hacer es interconectar las células solares con soldadura, tanto en serie como en paralelo, después se encapsulan en una estructura resistente a la intemperie y que a la vez proporcione un soporte mecánico. El encapsulado está compuesto por la cubierta (vidrio), una capa de encapsulante Etilvinilacetato (EVA), las células de silicio monocristalinas, otra capa de encapsulante (EVA) y una capa de substrato, como se puede apreciar en la siguiente figura:

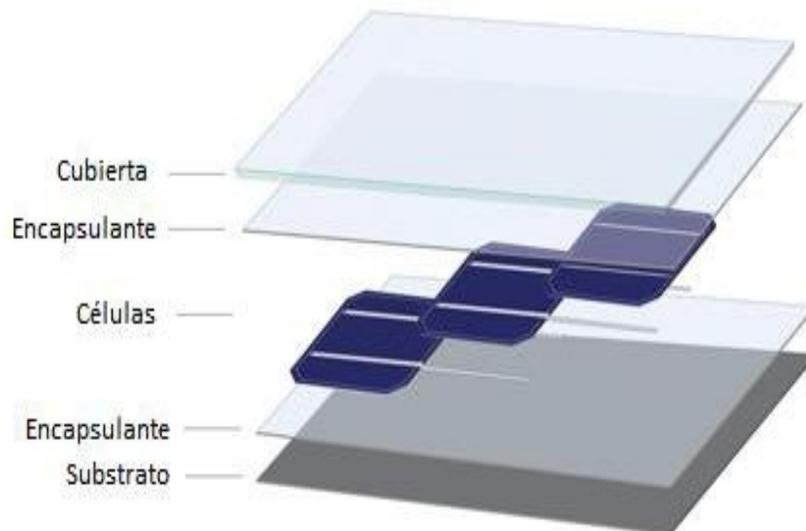


Figura 3-2: Capas de laminado de un módulo fotovoltaico.

El siguiente paso consiste en la laminación del módulo que por medio de una máquina que aplica presión, temperatura y vacío, garantiza que todos los materiales queden unidos correctamente. El proceso se puede apreciar de manera sencilla y visual en la Figura 3-3.

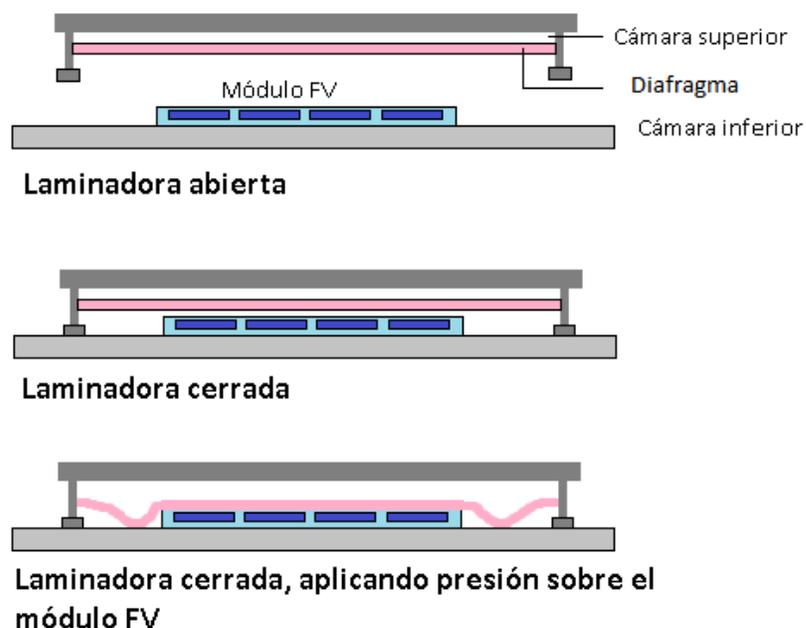


Figura 3-3: Proceso de laminado

La laminadora está compuesta por dos cámaras, la cámara superior y la cámara inferior. La máquina está provista de una tapa que cierra los bordes herméticamente. La tapa tiene una cámara interna y un diafragma que separa esa cámara (cámara superior), de la cámara que contiene el módulo (cámara inferior), donde se realiza el vacío. La muestra se introduce en la cámara inferior, entre dos láminas de teflón. Esta configuración permite al módulo estar en vacío mientras se ejerce una presión mecánica sobre él.

Para aplicar calor al módulo la máquina está dotada de una placa de acero que se calienta a través de cuatro resistencias eléctricas de acuerdo con la configuración de sus parámetros. El tablero eléctrico está situado a un costado de la máquina como se aprecia en la Figura 3-5. Debajo de la placa metálica se encuentra el circuito neumático, que incluye la bomba de vacío, mientras que en la parte trasera se encuentra la alimentación eléctrica y neumática. La laminadora se controla a través de una pantalla LCD. Esta pantalla permite configurar y editar los valores de los parámetros de temperatura, vacío y tiempos de laminación. En la Figura 3-4 se pueden apreciar las diferentes partes de la laminadora:

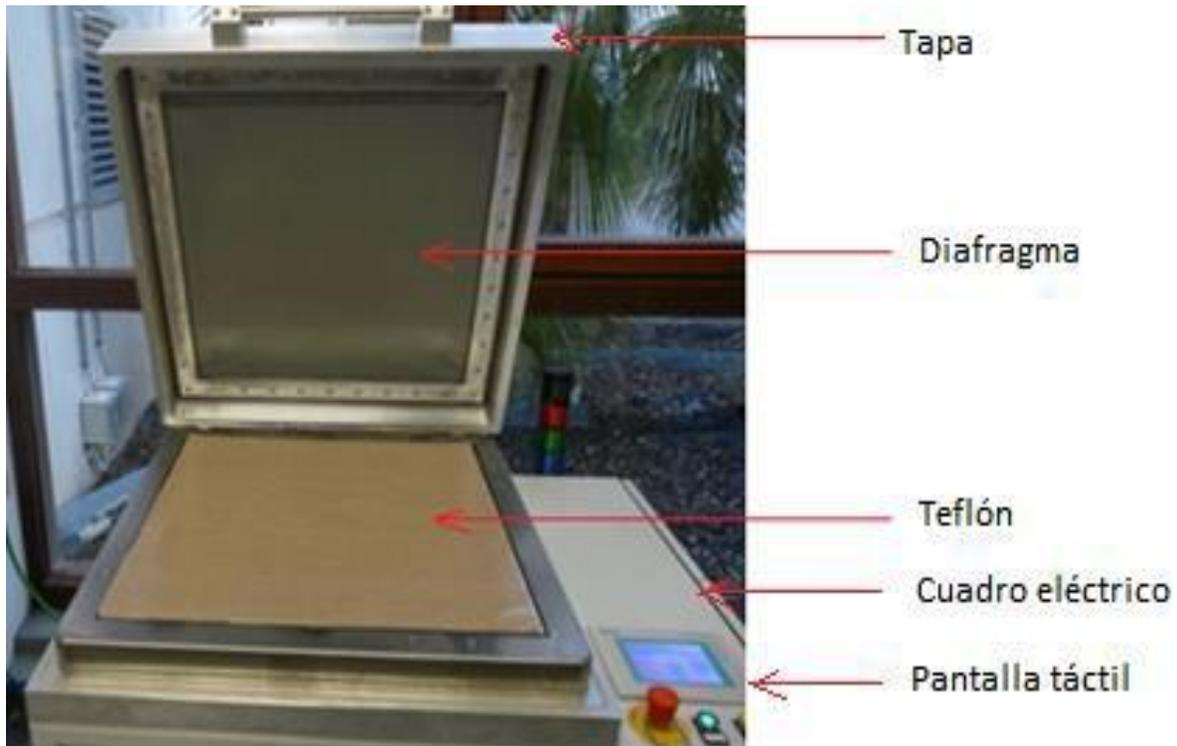


Figura 3-4: Partes de la laminadora.

Para comenzar se debe encender la laminadora. A continuación, se deben introducir, mediante la pantalla táctil, los parámetros de temperatura, presión y tiempo deseados. Una vez introducidos, se calentará la laminadora hasta que alcance la temperatura programada. Luego se introduce la muestra entre las dos láminas de teflón, se cierra la máquina y comienza el proceso de laminación, la Figura 3-5 se ilustra el flujo del proceso de laminación.

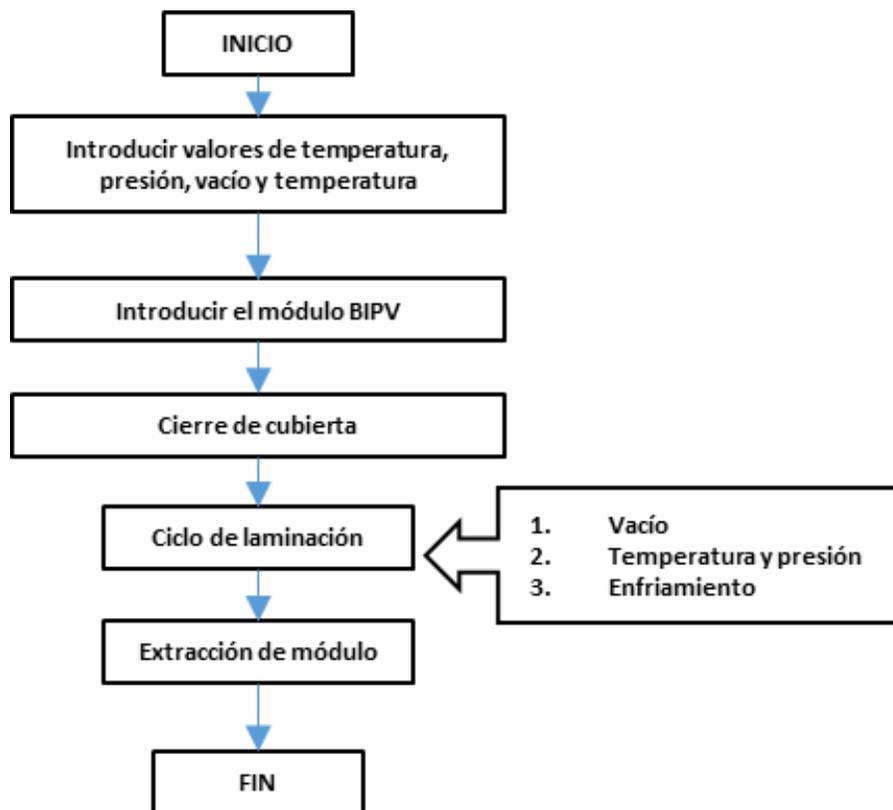


Figura 3-5: Descripción de los ciclos de laminación

Los paneles fabricados se certificaron bajo las normas internacionales IEC 60904-1 [70] y ASTM E948-09 [71] a través de pruebas de laboratorio. Estas tienen como finalidad conocer la curva I-V, la irradiancia, la temperatura del panel y la temperatura ambiente, bajo condiciones reales operativas.

3.3.2. Montaje de los módulos en la edificación

El siguiente proceso es la etapa de montaje de los paneles fabricados a medida o comprados a un fabricante para las ventanas de una edificación en la ciudad de Medellín.

Luego del montaje físico de los paneles solares, se procede con el cableado eléctrico de los paneles de acuerdo con las simulaciones realizadas en la etapa previa de diseño. Posteriormente se realiza la selección del inversor, de acuerdo a la capacidad nominal del sistema solar y a las características técnicas de la red: sistema monofásico o trifásico, tensión de entrada (corriente directa), tensión

de salida (corriente alterna), Seguidor Punto de Máxima Potencia (MPPT), potencia máxima (kW) de salida y conexión sincronizado a la red.

El sistema funciona en paralelo con la red de distribución de energía como se ilustra en la Figura 3-6, de forma tal que la señal de potencia se inyecta con la misma fase, magnitud y frecuencia que la red local. Este sistema aprovecha el recurso energético suministrado por la red para atender la carga en momento de escasas de producción de energía por parte de los sistemas BIPV, evitando el uso de unidades almacenadores de energía; o para suministrar energía a la red en caso de generación por encima del consumo de las cargas.

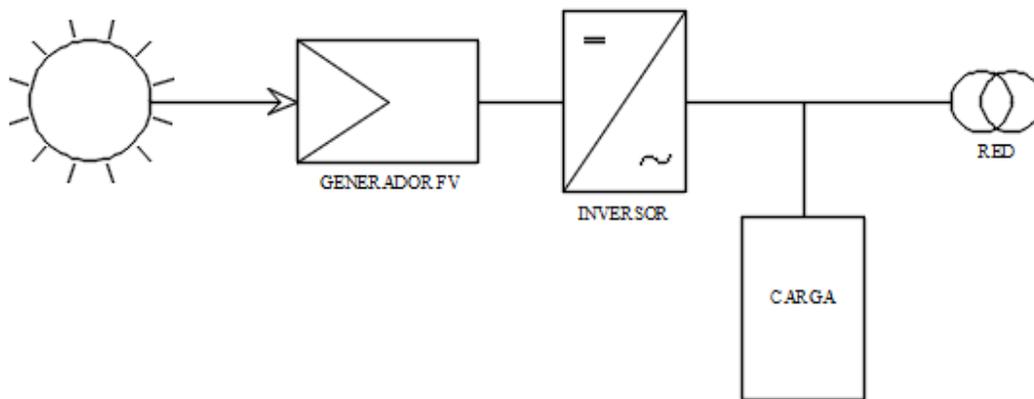


Figura 3-6: Conectado a red o Grid-Tied.

Luego de realizar el montaje y de la puesta a punto del sistema BIPV, se procedió con la etapa de monitoreo, donde se registró hora a hora el comportamiento en términos de generación de energía (kWh). Estos resultados son analizados y comparados con los resultados de las simulaciones en etapas previas. Dando como resultado la validación del método planteado.

3.3.3. Evaluación de retorno de inversión

Para evaluar la viabilidad del montaje, se calculó el periodo de recuperación de la inversión (Payback), a través de ingresos o ahorros producidos por la instalación. Para realizar este cálculo se tomaron en cuenta la capacidad del sistema, el costo promedio por Watt pico (Wp) instalado, la tasa de cambio, el CAPEX total, la generación de energía promedio año y el precio del kWh de

energía en el inmueble donde se realizó la instalación. En la **Payback simple (años)** =

$$\frac{\text{Capex total (COP\$)}}{\text{Generación promedio año} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) * \text{Precio de la energía} \left(\frac{\text{COP\$}}{\text{kWh}} \right)}$$

Ecuación 1, se presenta el modelo usado

para el cálculo del Payback.

$$\text{Payback simple (años)} = \frac{\text{Capex total (COP\$)}}{\text{Generación promedio año} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) * \text{Precio de la energía} \left(\frac{\text{COP\$}}{\text{kWh}} \right)}$$

Ecuación 1

4. Resultados

4.1. Actualidad de la investigación solar fotovoltaica y productos solares para integración BIPV

4.1.1. Tecnologías de celdas solares fotovoltaicas

Existe una gran variedad de tecnologías de celdas fotovoltaicas en el mercado, que utilizan diferentes tipos de materiales, las tecnologías de celdas fotovoltaicas generalmente se clasifican en tres generaciones como se puede observar en la Figura 4-1.

Clasificación de Celdas Fotovoltaicas

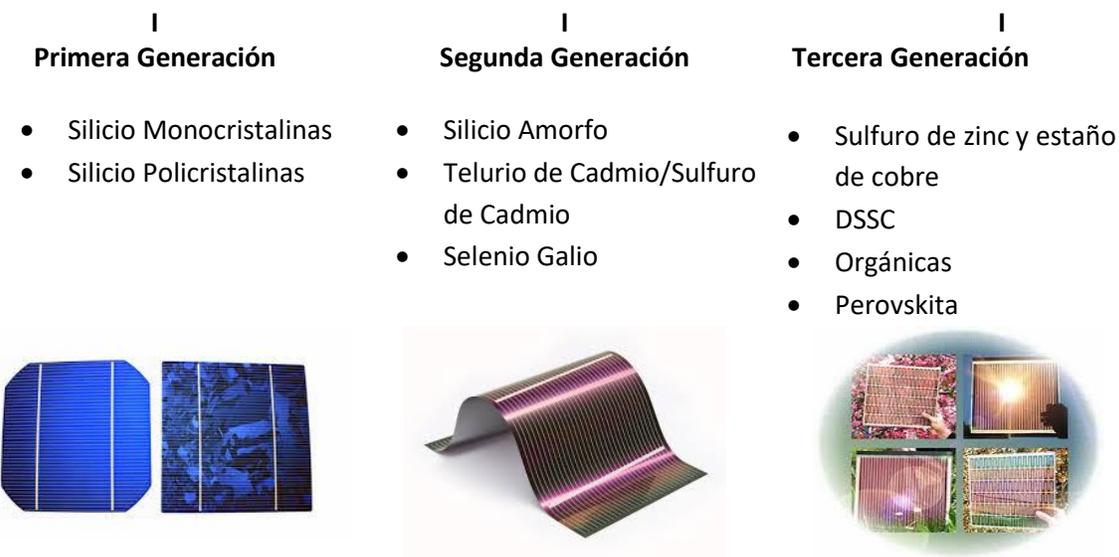


Figura 4-1: Clasificación de las celdas fotovoltaicas [72].

La **segunda generación de celdas** solares basadas en tecnología de película delgada ofrece reducción de costos de fabricación, especialmente con respecto al ahorro de material y el procesamiento a baja temperatura. Estas celdas están hechas de diferentes semiconductores inorgánicos como: indio, seleniuro de galio (CIGS), telurio de cadmio (CdTe) o silicio amorfo (a-Si). Estas tecnologías participaban con una cuota de mercado del 7% en 2015 [73].

En los últimos años surgieron nuevos desarrollos en las tecnologías que permitieron reducir el costo de la producción de células solares (sulfuro de zinc, estaño de cobre (CZTS), sensibilizada por colorante (DSSC), orgánicas, polímeros, punto cuántico y perovskita. A esta nueva tecnología se denomina **celdas solares de tercera generación** y se encuentra actualmente en su fase inicial de investigación, por lo que no desempeñan un papel importante en el mercado fotovoltaico actual, pero sí representan un gran avance para el futuro de la energía solar [74]. Entre ellas, las celdas de perovskita lideran el desarrollo de las células solares de tercera generación, logrando avances significativos en el aumento de la eficiencia en los últimos años [75], ninguna otra tecnología ha logrado mejorar así su tasa de conversión de luz solar en electricidad en tan poco tiempo. Además, de esta ventaja relacionada con la eficiencia, son muy fáciles de sintetizar, su fabricación parte de

materias primas abundantes en la naturaleza y presentan un costo bajo [75].

A continuación, se explican con mayor detalle algunas de las tecnologías antes mencionadas.

- **Celdas Fotovoltaicas de Silicio**

Las celdas de silicio se comportan como un diodo que absorbe eficientemente la luz solar y están fabricadas de láminas de silicio con un espesor comprendido entre 0,15 a 0,2mm. La luz solar con una longitud de onda de al menos 1,1 μm tiene la suficiente energía para romper los enlaces en el silicio, creando así un electrón libre y un espacio por incidencia de un fotón [76]. Las celdas fotovoltaicas de silicio tienen ventajas como: alta eficiencia, buena calidad del material, amplia investigación tecnológica, simplicidad y además el silicio es el segundo material más abundante en la tierra [77]. Las celdas fotovoltaicas de silicio se dividen en dos categorías, ambas se ilustran en la Figura 4-2:

- **Celdas policristalinas:** comercialmente más común que las celdas monocristalinas por su bajo coste de fabricación el cual consta de un proceso de cristalización simple en donde las moléculas de silicio se organizan formando cristales amorfos. Se ha reportado que estas celdas han logrado una eficiencia del 22,3% [78].
- **Celdas monocristalinas:** Fabricadas mediante el proceso de Czochralski el cual permite que la estructura cristalina del silicio crezca a partir de una semilla, estas celdas tienden a alcanzar eficiencias mayores a 20% [78] y se han alcanzado eficiencias máximas del 26,5% [79].

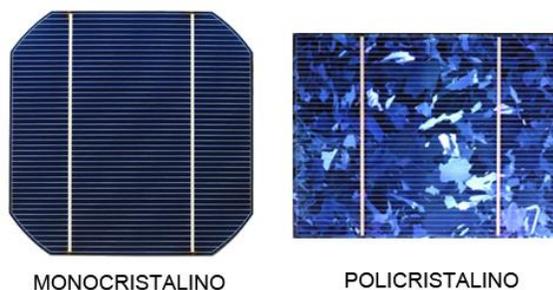


Figura 4-2: Tipos de celdas fotovoltaicas de silicio [80].

- **Celdas fotovoltaicas de Arseniuro de galio (GaAs)**

Los semiconductores de compuestos de los grupos atómicos III-V han sido utilizados en aplicaciones fotovoltaicas desde 1970, el método usado para crear la primera forma de estas celdas fue la epitaxia en fase líquida [81].

Estas celdas están formadas por semiconductores de Arseniuro de Galio los cuales tienen una estructura cristalina similar al silicio, en comparación con las celdas fotovoltaicas de silicio, las celdas GaAs presentan una mayor eficiencia y baja degradación gracias a las características que posee bajo la irradiación de partículas de energía. Esta característica se conoce como dureza de radiación de energía y está ligada a la propiedad que tiene las celdas GaAs de absorber luz de gran alcance, un grosor de 4 μm de GaAs es suficiente para absorber todos los fotones del espectro con longitudes de onda entre 300nm y 880nm [76]. La eficiencia de estas celdas se puede aumentar al incorporar materiales como Aluminio, Indio, Fósforo y Plomo. Las celdas de GaAs se usan normalmente para módulos concertadores fotovoltaicos y aplicaciones espaciales por su alta resistencia al calor. Estas celdas pueden alcanzar una eficiencia de 29,1% [82].

- **Celdas amorfas (a-Si) y microcristalinas (nc-Si)**

Las celdas fotovoltaicas de a-Si y nc-Si utilizan materiales activos electrónicamente de silicio los cuales son cultivados a temperaturas menores a 200°C principalmente por deposición de vapores químicos mejorados con plasma (PECVD) de diferentes gases.

Una particularidad de las celdas de a-Si es que se degradan con la exposición prolongada a la luz, este fenómeno se conoce como efecto Staebler-Wronski. Este efecto es en un principio un proceso reversible donde los enlaces colgantes inducidos por la luz pueden ser re-pasivados por el hidrogeno atómico en el material por procesos como el recocido térmico [76].

Una forma práctica de disminuir el efecto Staebler-Wronski es disminuyendo el espesor de la lámina a-Si. Para que la corriente de salida se mantenga es necesario el uso de una trampa de luz, la cual ayuda a compensar la poca absorción del material. Estos materiales han demostrado unas eficiencias de absorción de 10,2% a 11,9%; sin embargo, no se ha logrado una reducción importante en la degradación inducida por la luz dentro de estas celdas, en particular en aquellas que muestran

altos rendimientos iniciales [83]. En la Figura 4-3 se presenta la comparación entre las celdas de silicio amorfa, policristalina y monocristalina.

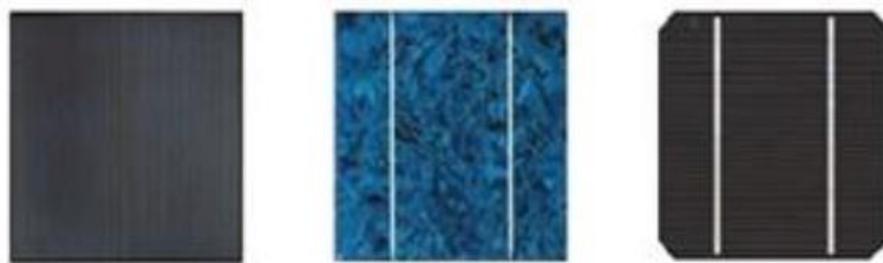


Figura 4-3: Comparativa entre celdas de silicio [84].

- **Perovskita**

La perovskita es un material cristalino, proveniente de haluros metálicos y sales de haluros que forman cristales en la estructura de perovskita ABX, donde A es el catión orgánico, B es el catión metálico y X el anión de haluro [76].

Para la fabricación de las celdas de perovskita se usan dos sales precursoras (haluro metálico y haluro orgánico) las cuales disuelven en un solvente orgánico, luego la mezcla reviste un sustrato por medio de centrifugación y luego se recuece a 100 ° C para formar la perovskita. Se pueden fabricar películas finas sólidas lisas con grandes zonas cristalinas sintonizando la composición de la solución precursora y aumentando la fracción orgánica. Al aumentar la temperatura de la pieza fundida y mezclar una adecuada composición se pueden obtener granos de cristal de una escala milimétrica [85]. Muchas de las eficiencias más altas reportadas recientemente se han logrado empleando técnicas de ingeniería de solventes donde los precursores de perovskita se moldean primero a partir de un solvente que es seguido rápidamente por una extinción con un no solvente, lo que lleva a capas de perovskita extremadamente uniformes y densas [86].

Uno de los aspectos más prometedores de la tecnología de perovskita es el alto voltaje de circuito abierto (V_{oc}) teniendo así baja pérdida de potencial [87], para la mayoría de las tecnologías solares actuales y emergentes la pérdida de energía mínima es de aproximadamente 250–300 meV . En cambio, materiales de perovskita como el MAPbI₃ tiene un intervalo de banda óptica de 1.55 eV y voltajes de circuito abierto mayores a 1.1 V con una pérdida de solo 450 meV, lo que coloca a la tecnología solo detrás de las celdas de GaAs, c-Si y CIGS en términos de pérdidas fundamentales.

Las eficiencias más altas obtenidas en las celdas de perovskita hasta la fecha han sido 22.1% certificadas y 19.6% certificadas en un área activa de dispositivo de 1 cm². Actualmente se utiliza una capa de TiO₂ mesoporosa muy delgada (~ 50–100 nm) ubicada entre la capa compacta de TiO₂ plana y la capa absorbente de perovskita sólida [88]. Incluso para los investigadores que persisten con el TiO₂ mesoporoso, la tendencia ha sido que la capa mesoporosa se vuelva más y más delgada [88]. La Figura 4-4 ilustra en forma general la composición de celdas de perovskita.

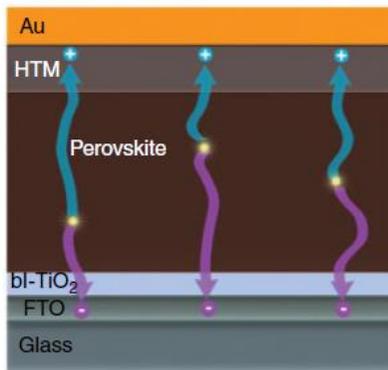


Figura 4-4: Generación en celdas solares de perovskita [76].

- **Celdas solares sensibilizadas por tinte (DSSC)**

A finales del siglo XIX, fue producida por primera vez una celda DSSC por Michael Grätzel con una eficiencia de conversión de aproximadamente el 7% [89]. Actualmente, las celdas DSSC alcanzan eficiencias de conversión de aproximadamente el 14% [90]. Técnicamente, los DSSC se consideran como celdas fotovoltaicas que imitan el concepto del proceso de fotosíntesis de las plantas. Entre las características más importantes están su fácil fabricación y bajo costo de producción [91]. Las celdas constan de distintos componentes, es decir, sustrato conductor, fotoánodo semiconductor, tinta, electrolito y contraelectrodo. El diagrama esquemático de DSSC se puede ver en la Figura 4-5. Cada componente del DSSC contribuye a la eficiencia de la celda solar y un buen diseño de DSSC, optimizando el intercambio de electrones entre los diferentes componentes.

El componente más importante y principal del DSSC es la elección del material del fotoánodo, la estructura de este determina características como el voltaje de circuito abierto (Voc), la densidad de corriente fotogenerada (Jsc), propiedades de dispersión / absorción de luz, captación de tinte y el factor de llenado de la celda.

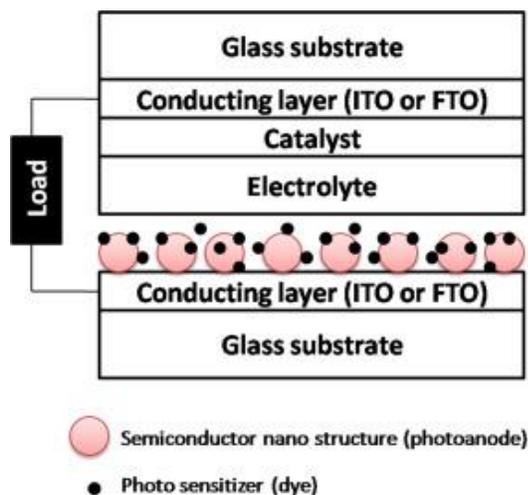


Figura 4-5: Diagrama esquemático de la célula solar sensibilizada por colorante [91].

- **Película delgada (Thin Film)**

Las células de película delgada son celdas creadas a partir de la deposición de una película delgada con un espesor menor a $10\ \mu\text{m}$ sobre un sustrato como: vidrio, polímeros o metales mediante un proceso de evaporación al vacío [84]. Dentro de esta categoría se incluye las celdas de telurio de cadmio (CdTe) con una eficiencia de 21,0% [92] e indio de cobre seleniuro de galio (CIGS) con una eficiencia de 22,9%[93]. Esta tecnología resulta conveniente para la integración en edificios gracias a su estructura flexible y liviana.

En la Tabla 3 se presenta el estado actual eficiencias de las celdas solares en proceso de investigación.

Tabla 3: Resumen de eficiencias de cada tecnología.

Tecnología	Eficiencia
Celdas de GaAs	29,1 % [82]
Celdas monocristalinas de silicio	26,5 % [79]
Celda de película delgada thin film CIGS	22,9 % [93]
Celdas policristalinas de silicio	22,3 % [78]
Perovskita	22,1 % [88]
Celda de película delgada thin film CdTe	21,0 % [92]
DSSC	14,0 % [90]
Celdas de silicio amorfo	11,9 % [83]

De la Tabla 3 se puede concluir que las celdas que presentan la mayor eficiencia son las celdas de arseniuro de galio (29,1%), seguidas de la tecnología madura de silicio monocristalino 26,5% y policristalino 22,3 %, además dentro de la tecnología de silicio se tienen las amorfas con la menor eficiencia 11,9 % . Por otro lado, las celdas de película delgada Thin film de CIGS y CdTe alcanzan eficiencias del 22,9% y 21,0 % respectivamente. Por último, las celdas de tercera generación de Perovskita y DSSC prometen ser el futuro de la energía solar con tecnologías de bajo costo, donde actualmente se logran eficiencias del 22,1 % y 14,0% respectivamente.

4.1.2. Productos comerciales BIPV

Los productos en fase de investigación analizados y descritos anteriormente no son todos comerciales. Por lo cual, se realizó una búsqueda de los productos BIPV comerciales, con el fin de analizar en términos de costo-beneficio cual es la mejor solución de integración. Como primera medida se presentan los productos típicos del mercado, seguidos de los precios que se reportan en las principales bases de datos de artículos de investigación, y por último se realiza una búsqueda de las características técnicas y económicas de los productos comerciales más comunes.

- **Productos Típicos Comerciales**

Los productos BIPV tiene como finalidad principal la generación de energía, pero también sirven como un componente de diseño estético, protección contra intemperie, protección contra el ruido, aislamiento térmico o la modulación de luz natural [94]. Los sistemas BIPV integrados en las fachadas o techos actúan como una pantalla contra la lluvia, y los BIPV semitransparente pueden proporcionar iluminación natural diurna difusa [95]. En la Figura 4-6 se presentan algunas soluciones típicas de integración de los principales fabricantes de productos BIPV.

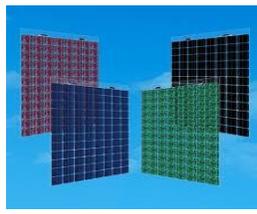
Laminas Flexibles



Tejas



Módulos BIPV



Semitransparente





Figura 4-6: Producto Típicos BIPV

Los tipo láminas son livianos y flexibles, lo cual representa una ventaja para una fácil instalación y para proyectos con restricciones de peso en techos [72]. Las tejas solares pueden cubrir total o parcialmente el techo, lo que también permite una fácil adaptación en los techos de los edificios [28]. Los módulos BIPV presentan alguna similitud a los módulos solares fotovoltaicos convencionales, se diferencian por el revestimiento térmico, además pueden incluir diferentes colores y efectos visuales [72]. Los semitransparentes, ofrecen una gran variedad de opciones para ventanas, fachadas y techos. Estas últimas, posiblemente sean la solución BIPV más discreta y posiblemente más estética, ideal para edificios con fachadas y claraboyas [28].

- **Precios de productos BIPV en principales bases de datos**

Se realizó una búsqueda en las principales bases de datos Scopus y Science Direct, basada en esta búsqueda, se presenta una recopilación de la variación de los precios tanto de los productos tradicionales, como de tecnologías BIPV, para techos y fachadas. Estos datos fueron extraídos de los reportes de SUPSI [96], ONIX [37] y el escrito por Verbene et. Al [97]. A continuación, se presenta la variación de precios para las tecnologías implementadas en techo tanto de soluciones tradiciones como de soluciones BIPV.

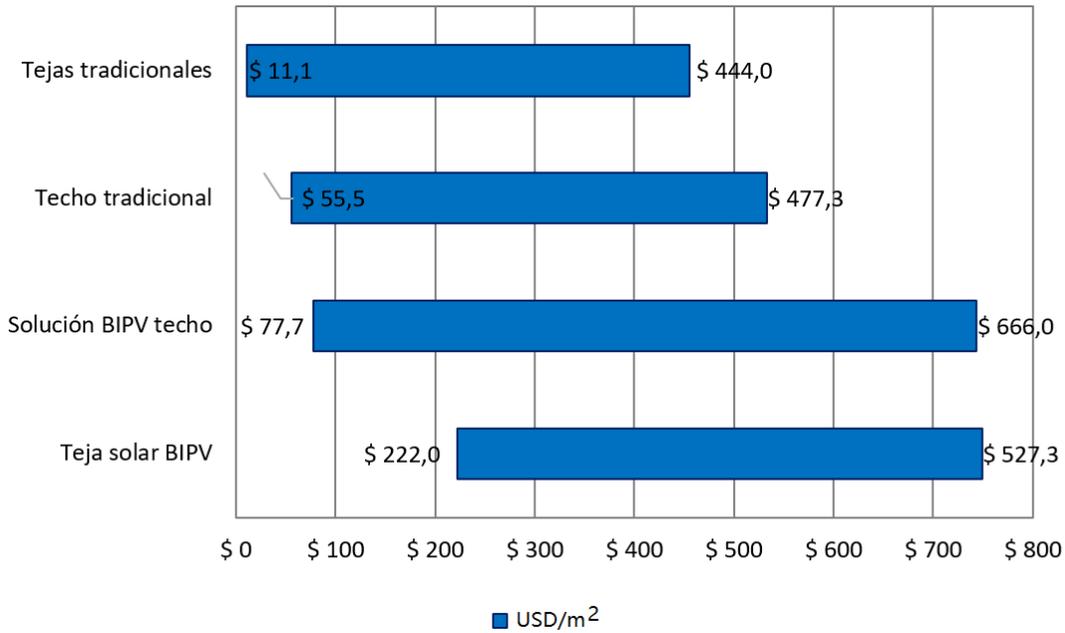


Figura 4-7: Variación de precios tecnología en techos [96], [37] [97].

En la Figura 4-7, se observa que la implementación de soluciones BIPV en techo alcanzan mayores costos de inversión, además de tener una mayor variación con respecto al costo de las demás alternativas, la instalación de estas varía desde entre 77,7 USD /m² y alcanza los 666,0 USD /m², siendo un 28,3% más costoso que las soluciones solares en techos tradicionales y 30,0% más que las instalaciones en techos con tejas tradicionales (que se encuentran normalmente en casas). Se debe anotar que estas comparaciones son realizadas con los costos máximos evidenciados en la literatura y no se hace referencia a una tecnología solar en específico.

En la Figura 4-8, se muestra la variación en precio de las soluciones arquitectónicas para fachadas, tanto de las tecnologías tradicionales (madera, ladrillo), como de soluciones solares BIPV.

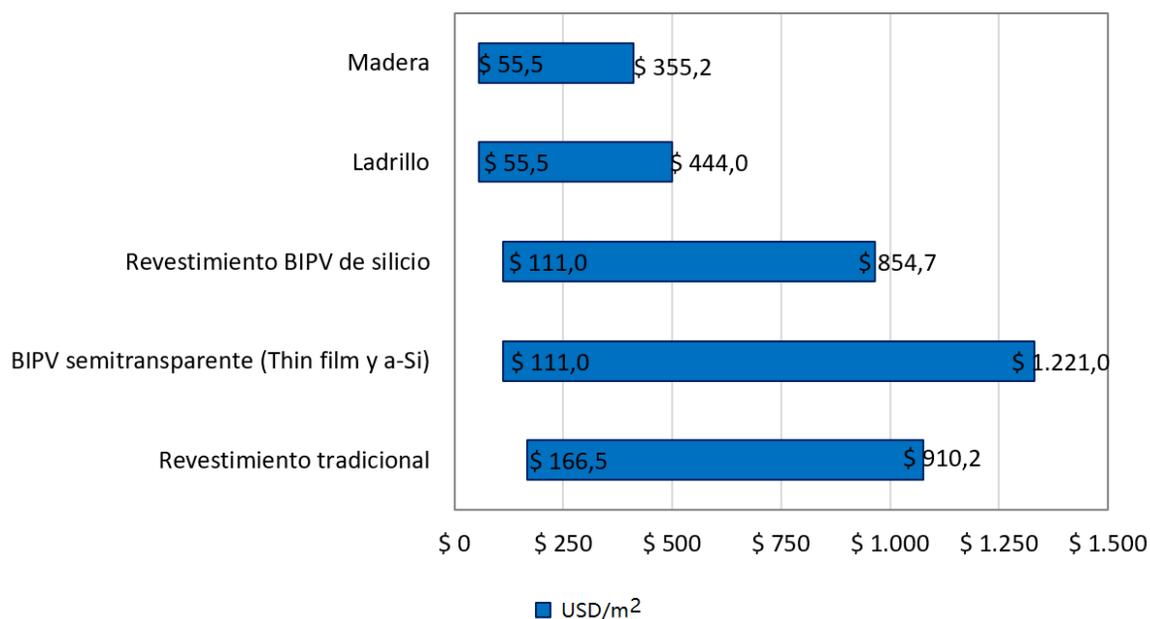


Figura 4-8: Variación de precios tecnología en fachadas [96], [37] [97].

De la Figura 4-8 se puede concluir que la solución con menor costo dentro de las tecnologías BIPV es el revestimiento con celdas de silicio. Esta solución tiene un costo 30% menor que la tecnología de paneles semitransparentes formados por Thin film y a-Si, y 6,1% menor que soluciones de instalación con revestimientos tradicionales (piedra, mármol, etc), aunque un 48,1% más costosa que las fachadas de ladrillo y 58,4% que para las fachadas de madera.

- **Precios y características técnicas de los productos comerciales**

Como se analizó en la sección anterior, los datos encontrados de la literatura Figura 4-7 y Figura 4-8, sólo hacen referencia a la variación de precios por unidad de área y se tienen grandes diferencias entre sus valores máximos y mínimos. Además, no se tiene ninguna información de la eficiencia y W_p/m^2 de las soluciones BIPV. Por lo tanto, para resolver esta dificultad, se realizó una búsqueda de los principales productos disponibles a nivel mundial que permita identificar en términos técnicos y económicos la mejor solución de integración BIPV.

A continuación, la Tabla 4 presenta un resumen con los valores promedios tanto en precio como en características técnicas, recopilados de los distintos productos en techos y fachadas. Los

indicadores evaluados son: la eficiencia (%), costo por unidad de área (USD/m²), Potencia pico por unidad de área (Wp/m²) y Costo por unidad de potencia pico (\$/Wp). Es de aclarar que la tabla fue construida con valores promedios de varios productos y solo se debe utilizar como un referente indicador para evaluar proyecto. De requerir mayor precisión se debe preguntar particularmente con cada fabricante.

Tabla 4. Distribución de costos y características técnicas por tecnología tipo de aplicación [37] [98] .

	Tipo	Imagen	Eficiencia	USD/m ²	Wp/m ²	USD/Wp
Techos	Silicio amorfo		11,9%	163,3	69,67	2,3
	Silicio monocristalino		19,9%	206,5	199,36	1,0
	Silicio monocristalino traslucido		20,4%	357,2	142,61	2,5
	Thin film		6,9%	404,5	84,93	4,8
Fachadas	Silicio amorfo		11,9%	257,6	69,67	\$ 3,7
	Silicio monocristalino		19,9%	325,7	199,36	\$ 1,6
	Silicio monocristalino traslucido		20,4%	563,3	142,61	\$ 4,0

	Tipo	Imagen	Eficiencia	USD/m ²	Wp/m ²	USD/Wp
	Thin film		6,9%	637,9	84,93	\$ 7,5

En la Tabla 4 se muestra que dentro de las tecnologías BIPV usadas comercialmente para techos, las celdas de silicio monocristalino son las que poseen la relación precio-potencia más baja y la relación potencia-área más alta (1 USD/Wp y 199,36 Wp/m²). Aunque la tecnología de silicio amorfo para techos tenga la mejor relación precio-área (163,3 USD/m²), es la que presenta la menor relación potencia-área (69,67 Wp/m²).

Para las soluciones BIPV en fachadas, la que mejor relación en términos de precio-potencia y potencia-área presenta es la tecnología de silicio monocristalino, siendo estas relaciones de 1,6 USD /Wp y 199,36 Wp/m². Al igual que las soluciones para techo, la tecnología de silicio amorfo para fachadas tiene la mejor relación precio-área (257,6 USD/m²); sin embargo, tiene la menor relación potencia-área (69,67 Wp/m²).

En conclusión, al analizar los dos escenarios anteriores, se puede decir que la tecnología de silicio monocristalino para aplicaciones BIPV brinda mejores prestaciones si se considera el criterio de precio-potencia y potencia-área tanto para aplicaciones de techos como de fachadas.

4.2. Simulación de sistemas BIPV

Tras una búsqueda en bases de datos académicas y científicas de herramientas de simulación para el diseño de sistemas BIPV, se encontró que las principales son el PVsyst [99], PV*SOL Expert [100] y PVsities [101], que permiten realizar diseños con productos BIPV, de los cuales el PVsities es la única herramienta gratuita, que además presenta una amplia biblioteca de productos BIPV prediseñados listos para ser utilizados en diseño de edificios. Su interfaz es de fácil uso y permite predecir el rendimiento de los productos BIPV y su impacto energético sobre el edificio. Esta herramienta además es apoyada por la Comisión Europea, con el objetivo de que todos los edificios nuevos sean edificios de energía casi cero (NZEB).

A continuación, utilizando la herramienta de diseño y simulación Pvsites, se presenta la evaluación de un proyecto de integración BIPV para una edificación de la ciudad de Medellín. La integración se realizó en la fachada de la vivienda aprovechando el área disponible de las ventanas.

- **Diseño de modelo 3D de la edificación Medellín**

El diseño y rendimiento energético de los sistemas BIPV están fuertemente ligados al entorno donde se integren los módulos BIPV. Debido a lo anterior, el diseño en 3D de la vivienda se realizó con los mayores detalles posibles en la plataforma SketchUp, incluyendo los edificios cercanos para una evaluación precisa del efecto de sombreado en el sistema. La Figura 4-9 se presenta el diseño arquitectónico de la cuadra donde se ubica el sistema BIPV.

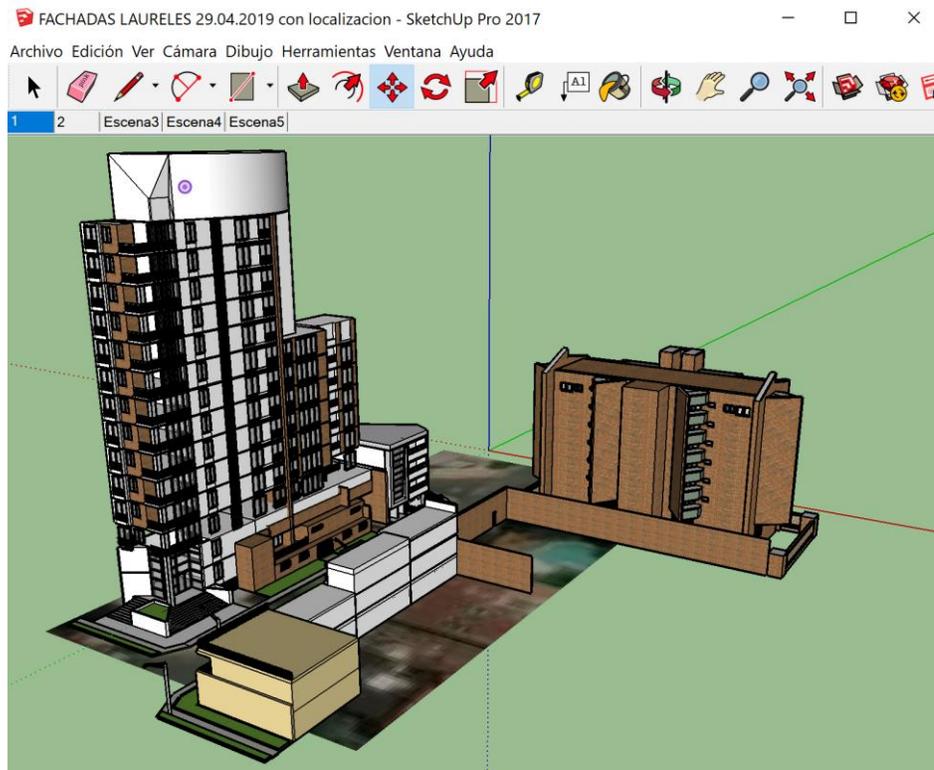


Figura 4-9: Diseño 3D en SketchUp.

El modelo 3D es la primera entrada para la simulación en Pvsites, y se puede realizar a través de formatos BIM, AutCad o SketchUp. Esta opción de multi-entrada es una ventaja para Pvsites, debido a que todos los diseños actuales se desarrollan en formatos 3D. Posteriormente, se parametriza la Geo-referenciación con la ubicación del proyecto, que para el caso de estudio es

Medellín (Colombia), y se carga el archivo meteorológico del clima automáticamente desde la base de datos del programa. Además, el software cuenta con la herramienta heliodón, que sirve para simular la trayectoria del sol en la bóveda celeste mostrando la posición del sol a la hora seleccionada del día, permitiendo analizar las sombras incidentes del proyecto.

La Figura 4-10 presenta el diseño en 3D integrado a PVsities, en la figura se observan las sombras proyectadas por las edificaciones a la 1:00 PM del mes de febrero.

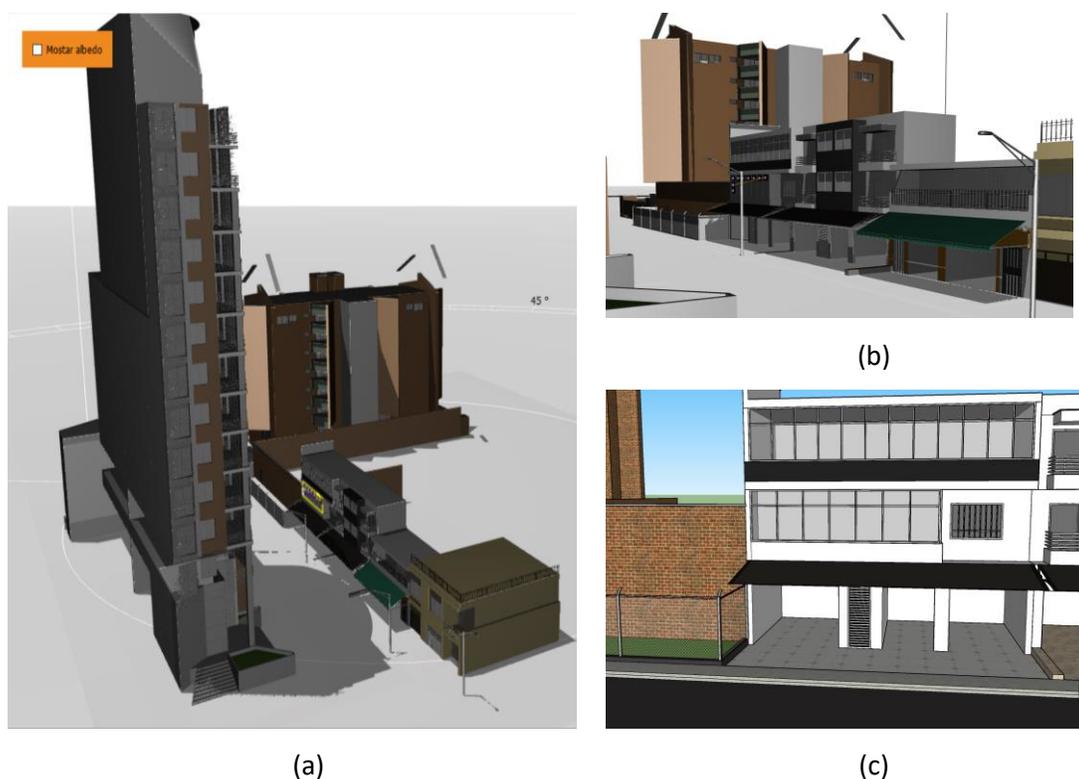


Figura 4-10: (a) Integración completa en PVsities proyecto BIPV en Medellín, (b) Cuadra del proyecto BIPV, (c) Casa para integración de ventana BIPV.

- **Irradiancia en la superficie de las ventanas**

El primer resultado del software se obtiene luego de ingresar los datos geográficos y climáticos del proyecto. PVsities entrega datos cualitativos y cuantitativos en escenas 3D del valor de la irradiancia

promedio anual (kWh/m^2) para todas las superficies. Este valor permite evaluar el potencial energético solar en cada zona.

En la Figura 4-11 se presenta la irradiancia en la superficie de la fachada, donde serán integradas las ventanas solares. Allí se presenta la irradiación incidente en la fachada de las ventanas del edificio, con perfiles de colores que permiten visualizar los rangos de irradiancia promedio, donde el más oscuro corresponde al mínimo (Negro – $0\text{Wh}/\text{m}^2$) y el más claro el máximo (Blanco - $590\text{Wh}/\text{m}^2$). En promedio la irradiancia donde se ubican las ventanas solares es de $187\text{Wh}/\text{m}^2$, la cual es un 95,7% más bajo, comprado con lo que percibe en promedio ($4.410\text{Wh}/\text{m}^2/\text{día}$) un techo sin sombras en Medellín [6]. Este resultado, permitió confrontar la fuerte disminución de irradiación en la superficie perpendicular sobre la horizontal (menos exposición a los rayos directos del sol) y además afectada por las sombras de edificios cercanos.

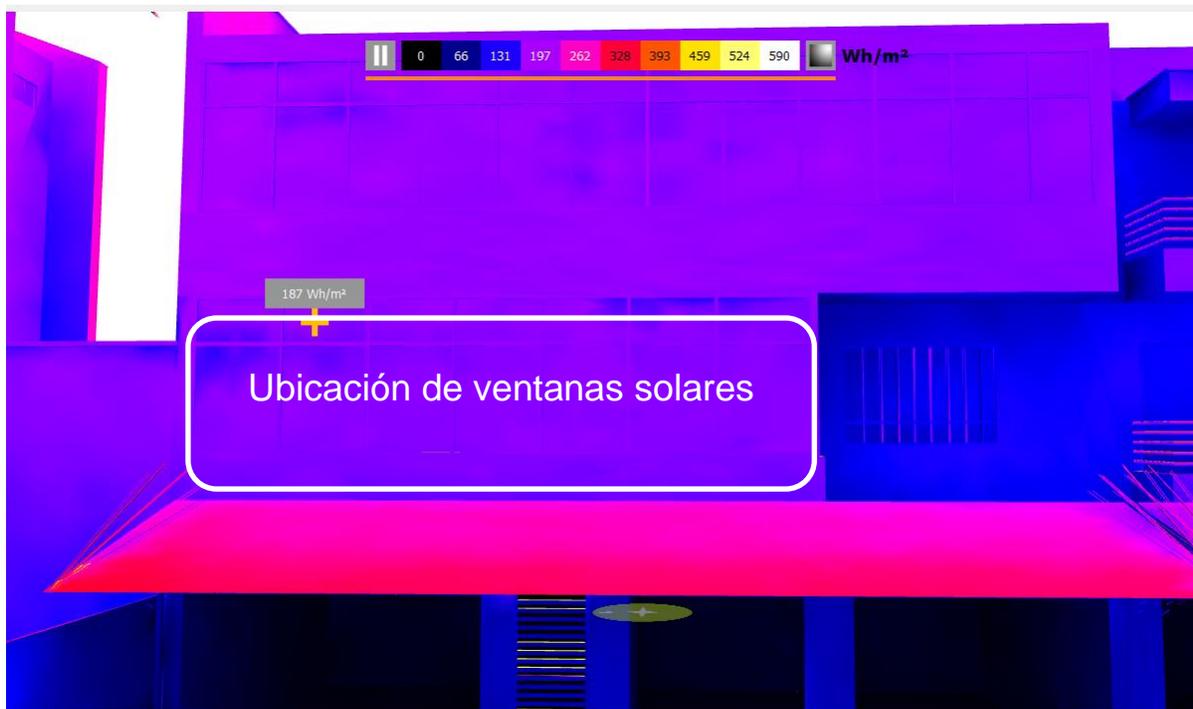


Figura 4-11: Irradiancia en la fachada.

- Integración de BIPV

La herramienta PVsites tiene una amplia biblioteca de productos BIPV comerciales, con las características técnicas determinadas por el fabricante. En este caso se incluyeron paneles del tipo monocristalino con rendimiento promedio de $199,36 \text{ W/m}^2$ como se describe en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, este diseño es propio y no comercial, que aprovecha la máxima área útil disponible para la ventanas solares.

En la Figura 4-12 se presenta la integración de los módulos en la fachada del edificio. El sistema se compone de 8 módulos monocristalinos que suman una potencia total instalada de 400 Wp, las dimensiones de la fachada son de 7 metros de frente por 1,9 metros de alto.

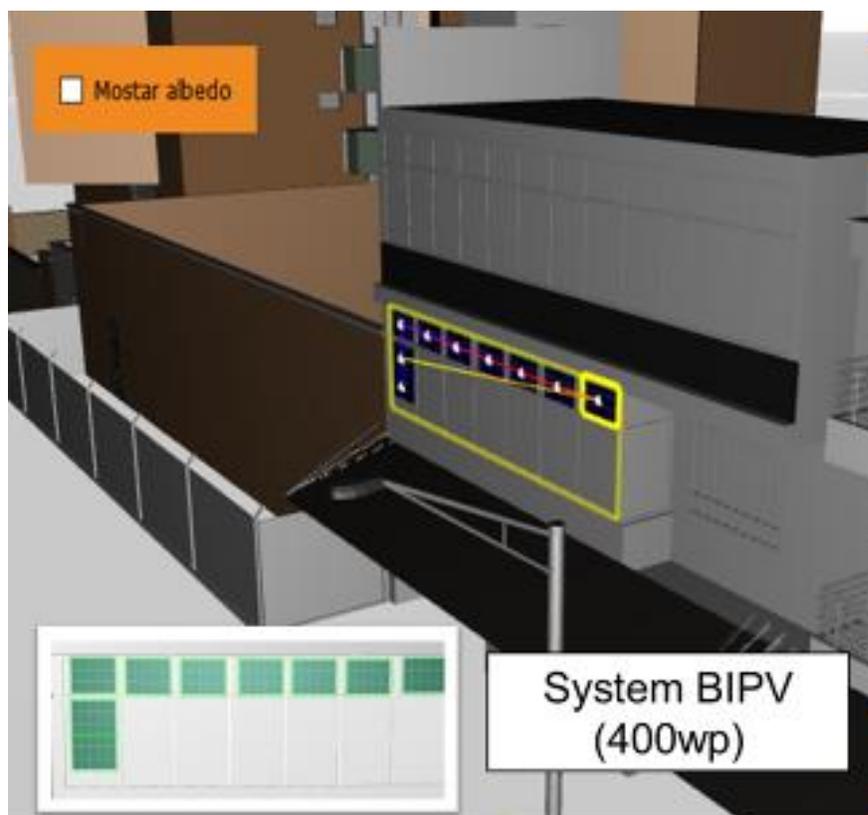


Figura 4-12: Integración de los módulos en la fachada.

- Conexiones eléctricas

Una vez que los sistemas BIPV se han configurado en las ubicaciones deseadas del modelo 3D, el próximo paso es la selección del inversor. El software cuenta con varias opciones para distintas configuraciones de la instalación, además se tiene la opción de ingresar configuraciones personalizadas. Para el caso de estudio se tiene un inversor de Soladin de 600W que cuenta con seguidor de Punto de Máxima Potencia (MPPT - Maximum Power Point Tracker).

Posteriormente se realiza el cableado del sistema BIPV, que es un aspecto importante en las etapas de diseño e instalación, ya que el rendimiento energético y los costos del sistema dependen de ello. El diseño del cableado no solo depende del número y la posición de los módulos interconectados, sino también de la arquitectura eléctrica. Para facilitar la tarea de cableado, el PVSites tiene un algoritmo, que minimiza las pérdidas en los conductores, proponiendo diferentes escenarios de cableado. En la Figura 4-13 se presenta la interconexión eléctrica del sistema BIPV para el caso de estudio.

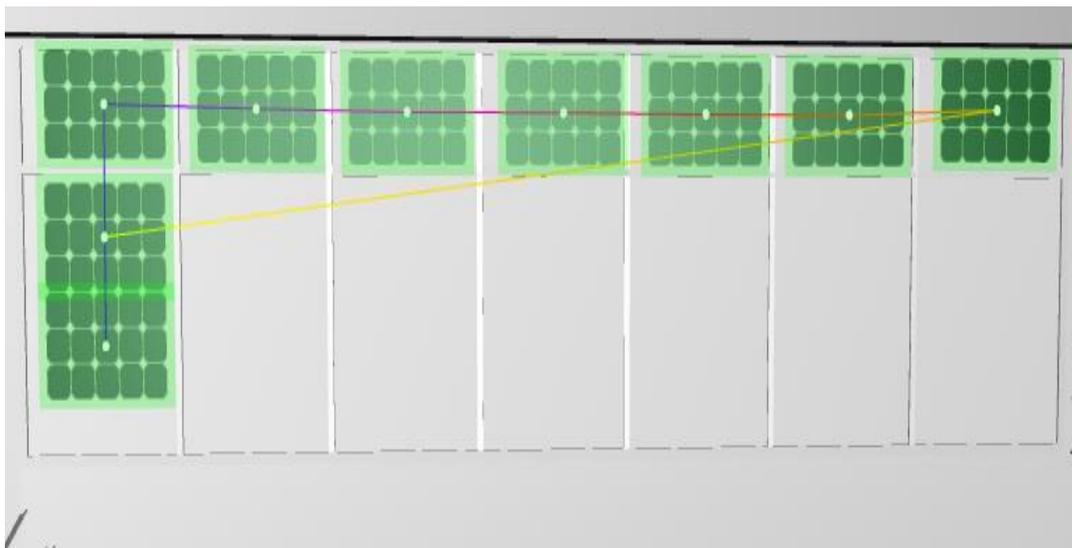


Figura 4-13: Cableado eléctrico módulos BIPV.

- **Producción de Energía sistema BIPV**

La producción mensual de energía del diseño BIPV de 400 Wp se presenta en la Figura 4-14, donde se tiene que la generación promedio del sistema al mes es de 7,39 kWh, con un máximo en el mes de Julio de 9,2 kWh y un mínimo en Diciembre de 5,6 kWh. Este valor representa el ahorro percibido al instalar el sistema BIPV en las ventanas, dejando así de consumir esta energía de la red eléctrica nacional colombiana. Comparado esta generación, con el consumo promedio mensual de 152 kWh/mes para una vivienda familiar de cuatro personas para la ciudad de Medellín [102], se tiene que el sistema solar BIPV, suple el 4,86% de la energía de la vivienda, lo cual representa una disminución en la factura energía de 1,9 USD, considerando un costo de energía eléctrica de 0,16USD/kWh para usuarios regulados de estrato 5, según datos consultados el 2 de octubre de 2019 [103]. Además, la instalación del sistema solar, presenta adicionalmente un impacto ambiental positivo, pues se dejan de emitir 17,51 TNCO₂ al medio ambiente, según la calculadora UPME [104].

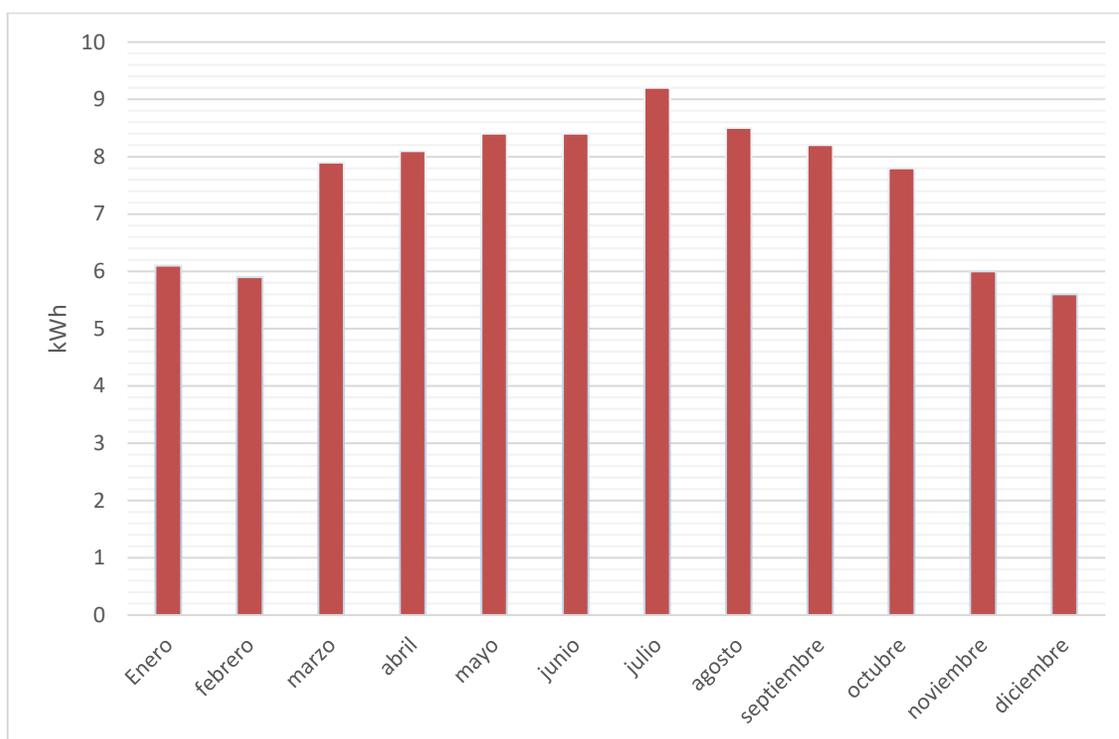


Figura 4-14: Generación en kWh/mes del sistema simulado.

Por otra parte, se calcularon las HORAS SOL PICO (HSP) o también llamadas horas efectivas de sol para Sistema BIPV, el cual describe la cantidad de radiación percibida por el sistema expresada en

unidades de tiempo [105], que se calcula como la generación solar promedio día del sistema dividido por la capacidad nominal de este (Wh/Wp) [106]; en el caso de estudio es de 0,61 horas de sol promedio día. Para efectos comparativos con otro sistema solar ubicado en Medellín, la empresa AZIMUT ENERGIA S.A.S comparte resultados de un sistema de generación solar de 30 kWp ubicado en la bomba de gasolina ESSO Industriales, donde se tiene una generación promedio mes de 3.637 kWh y 4,02 horas de sol promedio día [107]. Por lo tanto, el sistema BIPV monitoreado por su ubicación geográfica, posición de los paneles y sombras incidentes de edificios cercanos, percibe un 84,82% menos de horas efectiva de sol, que un sistema tradicional en el techo con la misma tecnología.

4.3. Validación experimental sistema BIPV

Para validar el diseño simulado, se procedió a realizar el montaje experimental del sistema solar fotovoltaico en fachada. Los paneles usados, fueron fabricados usando el proceso mostrado en la Figura 4-15 y descrito en el numeral 3.3.1 de la metodología.

A continuación, se presentan los resultados del proceso de fabricación de los paneles ventanas solares.

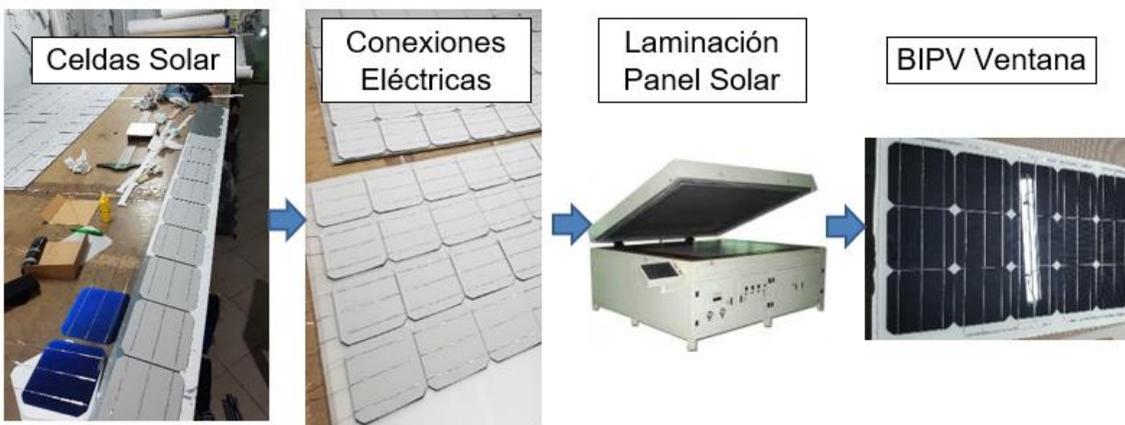


Figura 4-15: Fabricación de paneles solares.

Como se muestra en la Figura 4-15, la fabricación de un panel solar se desarrolla a través de 4 etapas, comenzando desde la unión de las diferentes celdas de silicio hasta el laminado del panel

para su protección al medio ambiente. A continuación, se explicará cada una de estas etapas de fabricación:

- **conexión de las celdas solares:** cada celda se orienta de forma tal que el polo positivo de una celda se una al polo negativo de otra celda, posteriormente se usó soldadura de estaño para unir las celdas y así lograr una conexión en serie que suma el voltaje nominal del panel de acuerdo con el arreglo deseado (ver ANEXO 1, panel de 72 celdas conectadas en serie que entrega 42,3V).
- **Laminación del panel solar:** se hace a través de una máquina que aplica presión, temperatura y vacío, previamente explicado
- **Pruebas Técnicas de Rendimiento Ventana Solar:** Una vez construidos los paneles solares, se realizó una evaluación técnica y de calidad en la estación solar del SIU de la Universidad de Antioquia, esta evaluación permitió determinar el desempeño energético de los paneles y sus características, los resultados son mostrados en detalle en el ANEXO 1.

Posterior al proceso de fabricación, se procedió con la instalación del sistema solar en las ventanas en una residencia suburbana ubicada en el barrio Laureles de la ciudad de Medellín. A continuación, en la Figura 4-16 se presentan las vistas de la vivienda antes y después de la instalación del sistema BIPV.



Figura 4-16: a) Fachada de instalación del caso de estudio b) Montaje del sistema BIPV.

El sistema solar cuenta con la instalación de 8 paneles con una potencia total de 400 Wp, ubicados en una fachada de 7 metros x 1,9 metros. Estos paneles fueron integrados haciendo uso de soportes para ventanas como estructura de sujeción, permitiendo una integración más estética del sistema como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** La integración eléctrica del sistema solar con la red del inmueble se logró a través de un inversor marca Micro Inverter (WVC300-230VAC). El inversor a su vez permitió registrar los datos de generación horaria de energía, que fueron comparados con los resultados de la simulación presentados en el capítulo anterior. En la siguiente sección, se presentan los resultados de generación del sistema BIPV piloto.

4.4. Generación Solar

Los resultados del modelo de simulación son contrastados con los datos obtenidos por el sistema solar instalado en la fachada del inmueble. Para esto, se registraron los niveles de generación del sistema solar BIPV piloto durante el periodo de enero a diciembre del 2019, con el fin de observar el comportamiento de generación a través de un año completo. En la Figura 4-17 se muestra la generación solar simulada y real.

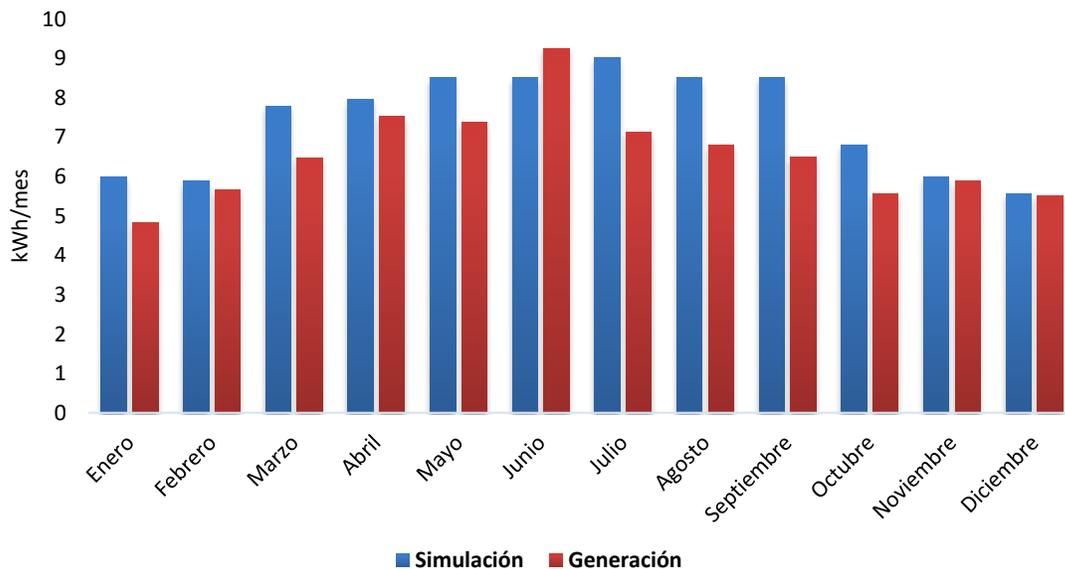


Figura 4-17. Producción de Energía Sistema de prueba BIPV (real y simulada).

Entre los meses de mayo y agosto se presentan los mayores niveles de generación tanto para la simulación, como para la generación real. Entre los meses de julio y septiembre se presentó la mayor desviación entre los resultados obtenidos de energía, siendo el mes de septiembre el de mayor desviación con un 31% mientras que en los meses de noviembre y diciembre se obtuvieron las menores desviaciones siendo estas de 1%. La diferencia promedio entre los resultados de la simulación y la generación real es del 15% con una desviación estándar de 0,8 kWh/mes. En la Figura 4-18, se muestra este comportamiento descrito en el transcurso del año 2019.

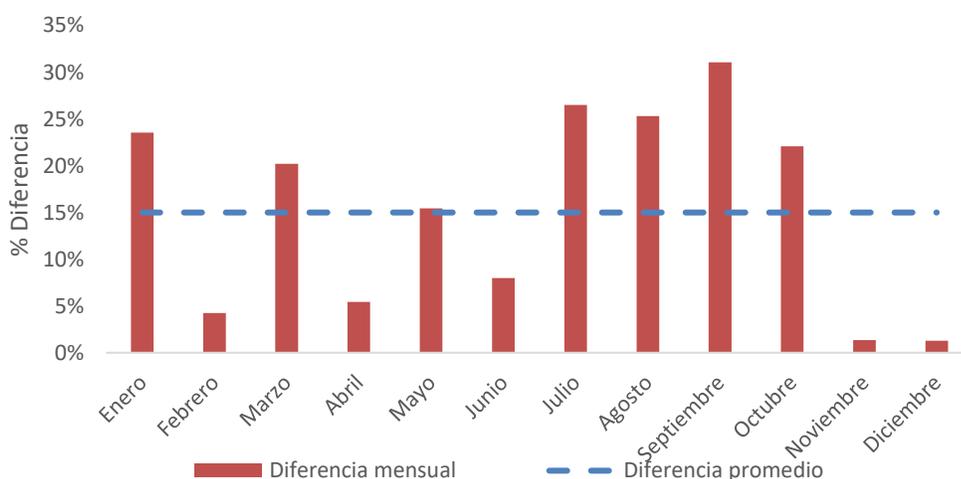


Figura 4-18. Diferencia porcentual entre generación real y simulación (año 2019).

Para analizar la generación energética horaria, se recolectaron datos de generación hora a hora entre los meses de enero y diciembre del año 2019 y posteriormente se usó una gráfica de cajas y bigotes para su representación. Esta gráfica permite ver la dispersión y simetría de datos en grupos de cuartiles, se compone de tres cuartiles y los valores mínimos y máximos de los datos sobre un rectángulo. En la Figura 4-19 se muestra el comportamiento de la generación horaria.

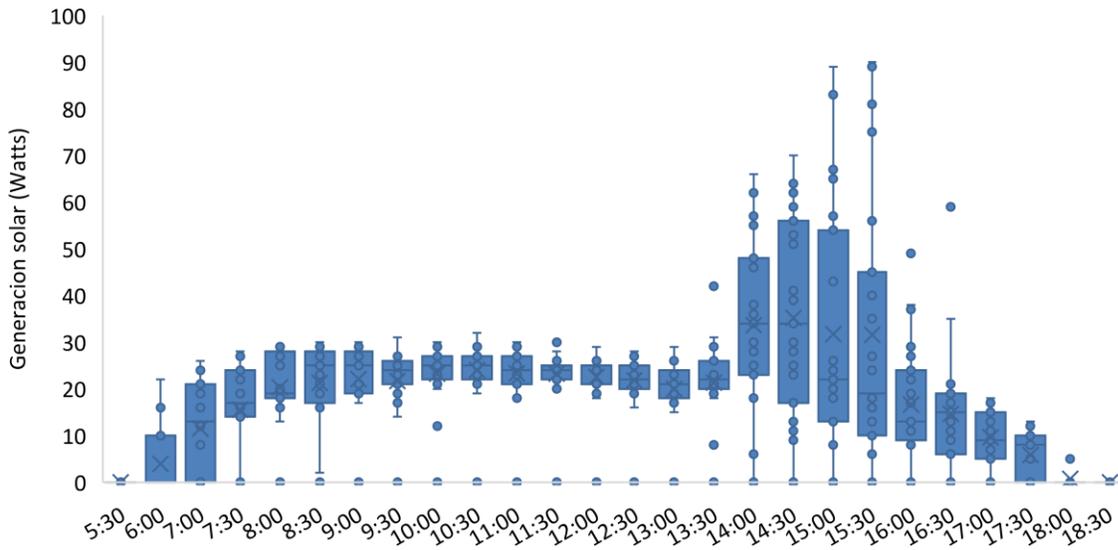


Figura 4-19: Curva de generación horaria (Generación solar año 2019)

Como se muestra en la Figura 4-19, entre las 7:30 a.m y las 1:30 p.m (13:30 horas) la generación de energía se encuentra entre 15W y 30W teniendo muy poca dispersión de datos y un promedio de generación de 20W. A partir de las 2 p.m (14:00 horas), se encuentra una mayor dispersión de datos con una generación de energía entre 5W a 70W, con una generación promedio de 33W. Entre las 2:30 p.m (14:30 horas) y 3:30 p.m (15:30 horas), la dispersión de datos aumenta con generaciones de energía entre 7W y 95W, la generación promedio de energía se encuentra entre 31W y 35W. Entre las 4:00 p.m (16:00 horas) y 5:30 p.m (17:30 horas), la dispersión de datos disminuye al igual que la generación energética la cual se encuentra entre 37W y 0W con una generación promedio entre 17W y 6W.

La dispersión de datos se da por factores externos que afectan a la generación como lo son condiciones climáticas estacionales, sombras externas, entre otros.

Al comparar la generación real con la capacidad instalada del sistema solar fotovoltaico se tiene que los picos de mayor generación que se dan entre las 2 p.m (14:00 horas) y las 3:30 p.m (15:30 horas), donde solo se aprovecha el 8,8% de la capacidad total instalada del sistema BIPV, estando muy por debajo de los sistemas tradicionales instalados en los techos. Para este último caso, es

posible aprovechar más del 90% de la capacidad instalada en su generación pico de energía, esto según los proyectos realizados por la empresa AZIMUT ENERGIA S.A.S en la ciudad de Medellín [107].

4.5. Evaluación de retorno de inversión

Para evaluar la rentabilidad del montaje experimental, se realizó un análisis económico tomando en cuenta los siguientes factores:

- **Capacidad del sistema:** El sistema experimental de 8 paneles instalado en el inmueble con una capacidad de generación de 400 Wp.
- **Costo por Wp instalado:** el costo de cada Wp instalado es de 1,6 USD. Este costo se tomó de la Tabla 4 donde se compararon los precios unitarios de instalación de diferentes tecnologías de generación fotovoltaicas, tanto para techos como para fachadas, en este caso se tomó el precio unitario de la tecnología de silicio monocristalino con instalación en fachadas.
- **Tasa de cambio:** se tomó un valor medio de \$3400/USD TRM del día 27 de enero del 2020) por la constante variación de la TRM en el mercado.
- **CAPEX total:** es el costo total del proyecto; este se obtuvo del producto entre la capacidad total del sistema, el costo por Wp instalado y la tasa de cambio escogida. El Capex total de la instalación usada fue de \$ 2'176.000.
- **Generación promedio año:** este valor se obtuvo de la etapa de simulación del sistema BIPV (87.600 Wh/año).
- **Precio de la energía:** el valor es 560 COP/kWh, este precio fue obtenido a través de las facturas de servicios públicos energía y se ve influenciado por factores socioeconómicos y de ubicación del inmueble.

En la

Tabla 5 se presenta un resumen de los factores antes mencionados.

Tabla 5. Características del sistema solar instalado.

Características del sistema Solar		
Capacidad del sistema	400	Wp
Costo por Wp instalado	1,6	USD/Wp
Tasa de cambio	3.400	USD
Capex total	2.176.000	\$
Generación promedio año	87.600	Wh/año
Precio de la energía	560	COP/kWh

Como medida de rentabilidad del sistema se calculó el *Payback* simple, que entrega el tiempo en el que se recuperaría la inversión, según la generación de energía promedio al año. Al hacer la evaluación se obtuvo un tiempo de recuperación de 44,4 años.

Al tener un *payback* de 44,4 años este proyecto no es rentable, debido a que la vida media de un sistema solar es de 20 a 25 años [108]. Debido a lo anterior, se hace necesario realizar una reinversión de equipos durante este periodo de tiempo con un valor igual o superior al CAPEX del proyecto; por lo tanto, al tener un *payback* de 44,4 años el sistema solar analizado se vuelve impagable en el tiempo.

4.6. Otros casos de estudio

Ya que el retorno de inversión en el numeral 4.5 fue muy elevado, se consideraron otras condiciones de operación con el fin de evaluar su impacto en los resultados económicos. Los nuevos casos considerados son:

- **Original – sin sombras:** con las mismas condiciones geográficas y dimensiones del sistema BIPV del numeral 4.2, pero sin edificios cercanos.
- **Caso 1:** Con una nueva ubicación geográfica que presenta mayor radiación solar y mayor número de horas solares (La Guajira).
- **Caso 2:** Con un aumento del área BIPV, aprovechando el espacio disponible en la fachada.
- **Caso 3:** Sustituyendo las celdas actuales por unas de alta eficiencia.

Adicionalmente, para todos los casos se evaluaron los beneficios tributarios de la ley 1715 (exención de IVA y aranceles), que aplican para la adquisición de los diferentes elementos del sistema, tales como paneles, inversores y accesorios.

4.6.1. Original – sin sombras:

Se realiza una nueva simulación del sistema BIPV considerando las mismas condiciones de geográficas y dimensiones del sistema BIPV (ver numeral 4.2), pero esta vez partiendo de la premisa de que no existen edificios cercanos a la instalación que puedan obstruir la radiación incidente en los paneles, como se presenta en la figura 4-20.

En la figura 4-21 se puede observar que la producción mensual promedio de energía es de 11,6 Wh, que equivale a una producción anual de 139.300 Wh. Esto corresponden a un aumento del 37% en la producción anual de energía, con respecto al caso de estudio presentado en el numeral 4.2.

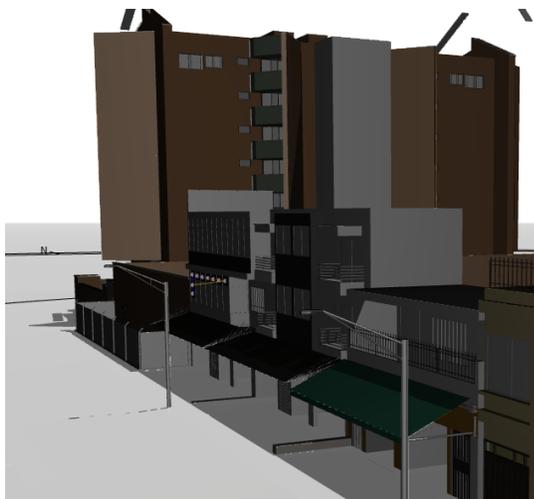


Figura 4-20. Sistema sin afectación de sombras de edificios cercanos

Al realizar la evaluación económica, se percibe una mejora del 37%, con un retorno simple de inversión de 28 años. Aun con la modificación propuesta, el proyecto sigue siendo inviable desde el punto de vista económico. Se debe tener en cuenta que esta es una prueba piloto para una

capacidad nominal de 400Wp y los costos para instalaciones pequeñas son normalmente más altos que para sistemas de gran tamaño (ver sección 2.5 Costo de instalación sistemas BIPV).

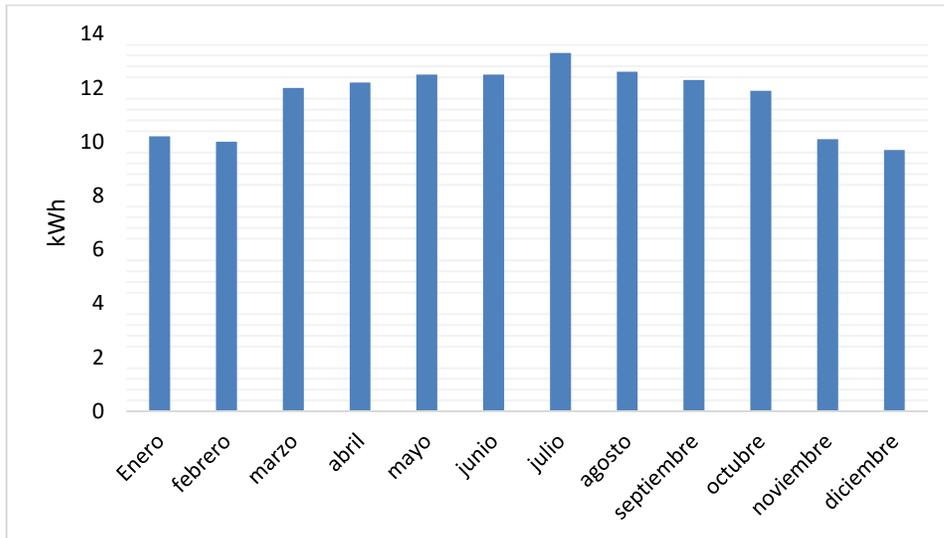


Figura 4-21: Generación en kWh/mes del sistema simulado sin sombras de edificios cercanos.

4.6.2. Caso 1 - Nueva Ubicación

En este caso se realizó la simulación del mismo sistema BIPV (numeral 4.2), ahora ubicado en Riohacha (Guajira), donde se tiene una radiación incidente de $5,55\text{Wh/m}^2/\text{día}$ [109]. De igual forma se consideraron: (a) el sistema con el mismo entorno de interacción y (b) el sistema sin edificaciones que causen sombras en el sistema.

Los resultados de la simulación planteada en (a) arrojaron una generación de $111,9\text{ kWh}$ mientras que la simulación planteada en (b) presentó una generación de $177,9\text{ kWh/año}$. Los retornos de inversión obtenidos son de $34,7$ y $21,8$ años respectivamente. Esta modificación al caso original no permite conseguir un retorno de inversión menor a la vida útil del sistema.

4.6.3. Caso 2 - Nueva Ubicación + Mayor Área

Tomando en cuenta las condiciones del caso 1, se aumentó la capacidad instalada utilizando un área mayor, para este caso el área total disponible en la fachada (14m^2). Este aumento significativo en área, permitió una generación de $857,8\text{ kWh/año}$ con sombras (a) y de $1.175,2\text{ kWh/año}$ sin

sombras (b). Estos resultados se ven reflejados en un retorno de inversión de 27,6 y 20,2 años respectivamente. Aunque los resultados superan a los obtenidos en el caso 1, aun su retorno de inversión es superior a la vida útil del proyecto (20 años).

4.6.4. Caso 3 - Nueva Ubicación + Mayor Área + Mayor Eficiencia

Partiendo del caso 2 y usando paneles de mayor eficiencia (210Wp/m²) [110], se logró una generación de 905,2 kWh/año con sombras (a) y de 1.240,1kWh/año sin sombras (b). Los retornos de inversión obtenidos fueron de 26,2 y 19,1 años respectivamente. Aunque en el mejor de los casos se obtiene un retorno de inversión inferior a los 20 años, éstos aún es muy ajustado a la vida útil del proyecto, lo cual hace necesario aplicar los beneficios tributarios de la Ley 1715 para viabilizar este tipo de proyectos.

4.6.5. Beneficios tributarios Ley 1715 en casos propuestos

Para cada caso de estudio analizado en el numeral 4, se evaluaron dos de los beneficios tributarios de la ley 1715: deducciones del 10% en aranceles y del 19% de IVA. Los resultados muestran que, para la condición (a) de los casos 1, 2 y 3 se presentan retornos de inversión inferiores a 16 años, con lo cual el proyecto se hace más atractivo y viable económicamente. En la tabla 6 se presentan los resultados de los casos anteriores.

Tabla 6. Casos de Estudio viabilidad a partir de la mejora de las condiciones del proyecto

Casos	Variaciones	Ubicación	Capacidad (Wp)	Área (m ²)	Wp/m ²	Producción		Inversión (USD)	Payback (Años)	Incentivos Tributarios	
						(kWh/año)	(USD/año)			Arancel e IVA Inversión (USD)	Payback (Años)
Original	(a)	Medellín	400	2	199,36	87,6	14,43	640	44,4	466,6	32,3
	(b)					139,3	22,94		27,9		20,3
Caso 1	(a)	Riohacha	2.786	14	210	111,9	18,42	3.900	34,7	2.843	25,3
	(b)					177,9	29,30		21,8		15,9
Caso 2	(a)	Riohacha	2.786	14	210	857,8	141,28	3.900	27,6	2.843	20,1
	(b)					1.175,2	193,56		20,2		14,7
Caso 3	(a)	Riohacha	2.940	14	210	905,2	149,09	3.900	26,2	2.843	19,1
	(b)					1.240,1	204,26		19,1		13,9

Después de la evaluación de los nuevos casos es evidente que cada proyecto debe ser analizado de acuerdo con sus condiciones particulares: la ubicación geográfica, capacidad instalada, entornos de interacción y tecnología de celda; puesto que afectan directamente el potencial de generación y el costo del sistema BIPV. En conclusión, en la etapa de diseño se deben identificar las zonas de mayor incidencia de radiación solar para la integración BIPV que favorezcan la producción energética del sistema.

5. Conclusiones

Colombia cuenta con un gran potencial para el aprovechamiento de la energía solar, que ha sido usado tradicionalmente en sistemas BAPV en los techos de las edificaciones. Sin embargo, a nivel nacional no fue posible encontrar información relacionada con proyectos y tecnologías BIPV. Esta información es importante para los usuarios finales, pues permite transformar el perfil de los edificios de consumidores a productores de energía. Por tal razón, esta investigación propuso una herramienta que a través de una metodología permita conocer los pasos e información requerida para desarrollar el diseño y evaluación de proyectos BIPV.

De la revisión de tecnologías de celdas fotovoltaicas en fase de investigación, el arseniuro de galio alcanza la mayor eficiencia con un 29,1% superando las tecnologías maduras de silicio monocristalino que logran el 26,5%. Por otro lado, se identificó que la Perovskita se proyecta como material líder a bajo costo, aumentando su eficiencia del 4% al 22,1% en menos de 10 años de investigación [75]. Sin embargo, no todas estas tecnologías son comerciales. Por lo cual, se realizó una búsqueda de los productos BIPV disponibles en el mercado. Se definió una tabla comparativa con las principales características técnico-económicas, que permite la selección rápida de productos BIPV. Como principal resultado se tiene que las instalaciones BIPV en techos presentan valores entre (77,7 - 666,0) USD /m², que en promedio son un 30% más costosos que los techos tradicionales. Además, las soluciones BIPV con tecnología de silicio monocristalino son las que poseen la relación precio/potencia más baja y la relación potencia/área más alta; en techos (1 USD/Wp y 199,36 Wp/m²) y en fachadas (1,6 USD /Wp y 199,36 Wp/m²), convirtiéndolas en la mejor opción, comparadas con las demás tecnologías disponibles.

La herramienta PVsites fue seleccionada ya que permite identificar las zonas de mayor incidencia de radiación solar para la integración BIPV y la interacción de las sombras de las edificaciones cercanas para la estimación de producción de energía. Dicha herramienta permite ingresar modelos 3D, logrando un alto nivel de detalle del lugar de instalación del sistema. Otras características que ayudaron a su selección fueron la amplia galería de productos BIPV, la facilidad para parametrizar nuevos productos, y adicionalmente es la única herramienta gratuita del mercado.

A través de un caso de estudio de un sistema BIPV tipo ventana en una edificación residencial ubicada en la ciudad de Medellín, se validó la metodología planteada. El sistema real de 400Wp, con una producción de energía de 7,39 kWh-mes promedio durante un año, presentó diferencia promedio del 15% con respecto a los datos simulados. Este valor se podría reducir en la medida que se tenga mayor detalle 3D de los entornos cercanos, debido a que las sombras afectan directamente la radiación percibida por el sistema BIPV y así mismo la producción de energía.

Para el caso de estudio, la evaluación económica dio como resultado un retorno de inversión simple de 44,4 años, que no lo hace viable desde el punto de vista financiero. Para abordar futuras investigaciones o evaluación de proyectos BIPV se hace necesario realizar el diseño y evaluación económica de cada caso, teniendo en cuenta las condiciones geográficas y entornos de interacción cercanos, puesto que estas afectan directamente el potencial de generación.

El montaje experimental del sistema solar fotovoltaico fue uno de los mayores retos, ya que la idea era aprovechar el área disponible de las ventanas de la vivienda, cuyas dimensiones no corresponden con el área de paneles comerciales. Por lo cual, se tomó la decisión de ensamblar las ventanas BIPV personalizadas. Con lo que surgió la necesidad de fabricar una máquina laminadora que tiene que cumplir con condiciones específicas de control de temperatura, presión y vacío, que garanticen la adecuada protección de los paneles. Una de las áreas de investigación potenciales que se identificó es la construcción de paneles fotovoltaicos a medida, desde el procedimiento de laminación y protección de celdas.

En el numeral 4.6 se observó que es posible obtener resultados económicos positivos para sistemas BIPV. Sin embargo, se requiere de un análisis detallado que incluya no solo información geográfica del área, sino también del entorno de interacción y del área de aprovechamiento de la fachada, pues la disposición de este tipo de sistemas en la infraestructura de un edificio los pone en desventaja con respecto a los sistemas fotovoltaicos convencionales. Por esta razón, es importante contar con herramientas de diseño y evaluación técnico-económica de sistemas BIPV, como la metodología presentada en este proyecto.

También se analizó la importancia de incluir los beneficios tributarios como la deducción de aranceles y del IVA, presentados en la Ley 1715 colombiana en este tipo de proyectos, pues es posible observar resultados positivos en la evaluación económica.

En la comunidad académica existen laboratorios que certifican el desempeño energético de paneles fotovoltaicos. En este trabajo se contó con el apoyo de la Estación Solar de la Universidad de Antioquia (SIU-UdeA) en Medellín - Colombia) para la evaluación de las ventanas BIPV fabricadas.

ANEXO 1

 UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA	INFORME DE RESULTADOS	VERSIÓN 01
	DESEMPEÑO DE PANELES SOLARES	
CIDEMAT-GIMEL		

FECHA DE ELABORACION	FECHA DE RECEPCION DE MUESTRAS O ENSAYO	NUMERO DE COTIZACION /	
24/04/2017	07/04/2017		
Cliente: Walter Fernando Martínez Gómez			
Contacto: walter.martinez@upb.edu.co		Teléfono: 4488388 Ext 18412	Cel:
Dirección: UPB, Circular 1 No. 73 - 34, Bloque 22, Medellín, Colombia			
Fecha de realización de análisis: desde el 8 hasta el 17 de abril			
Documento normativo: IEC 60904-1. ASTM E948-09			

Identificación del elemento evaluado			
Nº	Elemento	Tipo de material	Descripción
1	Panel solar	Silicio mono-cristalino.	Panel de 300 W, 72 celdas y área aproximada de 2m ² .
Elementos del informe: Montaje experimental, resultados y conclusiones			

Observaciones
<ol style="list-style-type: none"> 1. Para cualquier aclaración adicional no dude en contactarnos. 2. Los análisis fueron realizados en las condiciones ambientales detalladas en el anexo 3. Los resultados hacen referencia única y exclusivamente a las muestras analizadas. 4. Este reporte expresa fielmente el resultado de los análisis realizados. 5. Este reporte es confidencial entre el cliente y CIDEMAT-GIMEL

Informe del desempeño eléctrico del panel de silicio mono-cristalino ensamblado por Walter Fernando Martínez Gómez.

1. Montaje experimental

La evaluación del desempeño eléctrico del panel de silicio mono cristalino fue evaluado en condiciones de exteriores en la Estación Solar de la SIU-UdeA, Figura 1. Este fue instalado en el módulo de prueba principal con la finalidad de registrar la curva I-V cada 5 minutos, la irradiancia, la temperatura del panel y la temperatura ambiente (Figura 2). Adicionalmente, se cuenta con otras variables atmosféricas registradas por la estación meteorológica.



Figura 1. Estación solar SIU-UdeA. Montaje experimental



Figura 2. Panel en evaluación

2. Resultados

El periodo de exposición considerado para este análisis fue desde el sábado 8 de abril hasta el lunes 17 de abril. Los datos se registraron solamente para irradiancias superiores a 1 W/m^2 . Durante este periodo de exposición se registraron los valores presentados en la Tabla 1, correspondientes al mínimo y máximo de la temperatura del panel, temperatura ambiente, irradiancia, el voltaje de circuito abierto (V_{oc}), la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la potencia máxima (P_{max}) dada por el producto entre el voltaje y la corriente en el punto de máxima potencia (V_{mpp} , I_{mpp}).

Tabla 1. Valores estadísticos de las variables medidas experimentalmente

	Temperatura panel (°C)	Temperatura ambiente (°C)	Irradiancia (W/m ²)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	P _{max} (W)	V _{mpp} (V)	I _{mpp} (A)
Mínimo	15	18	1	28,5	0,013	0,030	1,45	0,02
Máximo	69	40	1081	42,3	8,55	232,33	37,14	8,10

El comportamiento del punto de máxima potencia obtenido en las curvas I-V durante el periodo de exposición es presentado en la Figura 3. En esta se observa que la máxima potencia registrada fue de 232 W, correspondiente a una irradiancia de 1081 W/m².

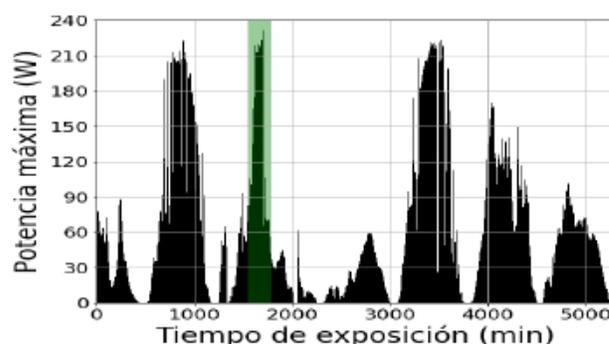


Figura 3. Evolución del MPP en el periodo de exposición

Es de resaltar que a pesar de que los datos anteriores corresponden con el periodo de exposición mencionado, el panel aún se encuentra en evaluación y por tanto se cuenta tanto con los datos del desempeño eléctrico de éste como meteorológicos hasta la fecha actual. En este sentido, con la finalidad de ilustrar el desempeño eléctrico del panel bajo diferentes condiciones atmosféricas, se seleccionaron 5 situaciones típicas y representativas con condiciones de irradiancia reales registradas: el primero correspondiente a la máxima irradiancia registrada hasta el momento (1228 W/m²), y otros 4 casos registrados en el periodo de observación correspondientes (Tabla 2):

- Irradiancia de 1081 W/m². valor muy similar al considerado en las condiciones estándar para la evaluación del desempeño eléctrico de paneles solares.
- Irradiancia de 827 W/m². Considerada como un valor normal promedio de operación.
- Irradiancia de 646 W/m². Considerada como un valor intermedio de operación.
- Irradiancia de 429 W/m². Considerada como un valor bajo de operación.

Tabla 2. Parámetros registrados para 4 condiciones de irradiancia

Irradiancia (W/m ²)	Temperatura panel (°C)	Temperatura ambiente (°C)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	P _{max} (W)	V _{mpp} (V)	I _{mpp} (A)
1081	58	36	39,52	8,55	231,20	28,54	8,10
827	54	30	39,50	6,74	188,19	30,44	6,18
646	47	33	40,05	5,18	155,55	31,28	4,84
429	37	26	40,77	4,03	123,17	32,45	3,79

Las respectivas curvas I-V de las situaciones mencionadas son presentadas en la Figura 4.

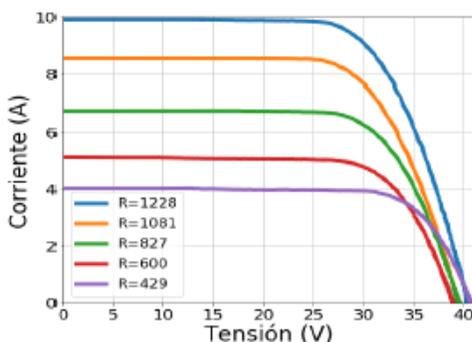


Figura 4. Curvas I-V para diferentes irradiancias (R) y temperaturas registradas en la Tabla 2.

3. Conclusiones

Se evaluó el desempeño eléctrico del panel en condiciones de exteriores a través de la medición de la curva I-V medida cada cinco minutos para irradiancias mayores a 1 W/m^2 . Durante el periodo de exposición considerado se registro una potencia máxima de 231 W para una irradiancia de 1081 W/m^2 .

En éste informe solo se incluyen los datos registrados durante los primeros 9 días de exposición del panel a condiciones de exteriores. Sin embargo, hasta la fecha actual se tienen los registros tanto del desempeño eléctrico (curva I-V), como de las variables atmosféricas típicas consideradas en el desempeño (irradiancia y temperatura). Adicionalmente, se cuenta con los registros de las variables atmosféricas de la estación meteorológica que involucran otras variables adicionales como la humedad relativa, presión atmosférica, velocidad y dirección del viento, entre otras. Toda esta información en conjunto permitiría observar mejor el desempeño del panel ante diferentes condiciones reales de operación con la finalidad de caracterizarlo y compararlo con otras tecnologías que actualmente se están evaluando en la Estación Solar SIU-UdeA (HIT, CIGS, silicio monocristalino, policristalino, etc). De igual manera, también se podría correlacionar las variables atmosféricas con la producción energética del panel en condiciones reales de operación.

Finalmente, para nosotros es un placer realizar este tipo de análisis. Por esta razón si considera un periodo mayor de exposición del panel, otro estudio adicional, o información complementaria del desempeño eléctrico y/o variables atmosféricas, no dude en contactarnos para definir alcances y requerimientos.

Elaborado por Marco Monsalve, MSc.
Grupo GIMEL

Revisado por Franklin Jaramillo, Ph.D.
Grupo CIDEMAT

-----Fin del informe -----

6. Bibliografía

- [1] H. J. Smith, "Paris impacts," *Science (80-.)*, vol. 364, no. 6435, pp. 39.6-40, 2019.
- [2] P. S. Marco Springmann, Daniel Mason-D' Croz, Sherman Robinson, Tara Garnett, H. Charles J. Godfray, Douglas Gollin, Mike Rayner, Paola Ballon, "Global and regional health effects of future food production under climate change: a modelling study," *Lancet*, vol. 387, no. 10031, pp. 1937–1946, May 2016.
- [3] United Nations, "Buildings and Climate Change: Summary for Decision Makers," *Build. Clim. Chang. Summ. Decis.*, pp. 1–62, 2009.
- [4] E. Biyik *et al.*, "A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems," *Int. J.*, 2017.
- [5] M. Luqman, S. R. Ahmad, S. Khan, U. Ahmad, and A. Raza, "Estimation of Solar Energy Potential from Rooftop of Punjab Government Servants Cooperative Housing Society Lahore Using GIS," *Sci. Res. Publ.*, vol. 6, no. May, pp. 128–139, 2015.
- [6] M. y E. A. Instituto de Hidrología and Unidad de Planeación Minero Energética, "Atlas Interactivo - Radiación IDEAM," *Ideam*. p. 1, 2015.
- [7] "Atlas Interactivo - Radiación IDEAM." [Online]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>. [Accessed: 28-Sep-2019].
- [8] "Home." [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>. [Accessed: 31-Aug-2018].
- [9] "Racionamiento de energía en Colombia por el fenómeno de El Niño." [Online]. Available: <https://www.dinero.com/edicion-impresa/caratula/articulo/racionamiento-energia-colombia-fenomeno-el-nino/215309>. [Accessed: 24-Sep-2018].
- [10]: "Hidroituango :: | Proyecto Hidroeléctrico Ituango," 2017. [Online]. Available: <https://www.hidroituango.com.co/proyectos/proyecto-hidroelectrico-ituango/38>. [Accessed: 30-Aug-2018].
- [11] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, "Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia 2016 - 2018," 2016.
- [12] REN21, *Renewables 2017: global status report*, vol. 72, no. October 2016. 2017.
- [13] REN21, *Renewables 2020 Global Status Report*. 2020.
- [14] H. E. Murdock, *Renewables 2019 Global Status Report Collaborative*, no. July. 2019.
- [15] REN 21, "Renewables 2017," in *Global status report*, 2017.
- [16] Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Resolución 030 de 2018," pp. 1–27.

-
- [17] C. Lins *et al.*, “REN21 Steering Committee Executive Secretary Industry Associations Chinese Renewable Energy Industries Association (CREIA) Irene Giner-Reichl Global Forum on Sustainable Energy (GFSE) Mali Folkecenter (MFC) / Citizens United for Renewable Energy and Susta.”
- [18] UPME Y BID, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. 2015.
- [19] El Congreso de Colombia, “LEY 1715 de 2014,” pp. 1–26, 2014.
- [20] “Inscripción de proyectos de Generación.” [Online]. Available: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generación/InscripcióndeproyectosdeGeneración/tabid/113/Default.aspx>. [Accessed: 18-Aug-2020].
- [21] Viaintermedia.com, “Fotovoltaica - Inaugurada la planta fotovoltaica El Paso, de 86 MW, la mayor del país - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.”
- [22] “Perspectivas energéticas mundiales 2019 - Análisis - IEA.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>. [Accessed: 18-Aug-2020].
- [23] G. P. Hammond, H. A. Harajli, C. I. Jones, and A. B. Winnett, “Whole systems appraisal of a UK Building Integrated Photovoltaic (BIPV) system: Energy, environmental, and economic evaluations,” *Energy Policy*, vol. 40, no. 1, pp. 219–230, Jan. 2012.
- [24] J. M. Espeche, F. Noris, Z. Lennard, S. Challet, and M. Machado, “PVSITES: Building-Integrated Photovoltaic Technologies and Systems for Large-Scale Market Deployment,” *Proceedings*, vol. 1, pp. 690–28, 2017.
- [25] Consejo Colombiano de Construcción Sostenible, “Programa LEED® en Colombia – Consejo Colombiano de Construcción Sostenible – CCCS,” 2010. [Online]. Available: <https://www.cccs.org.co/wp/capacitacion/talleres-de-preparacion-leed/>. [Accessed: 19-Feb-2018].
- [26] L. Building and C. Case, “The Living Future Institute,” pp. 1–10, 2017.
- [27] R. H. Crawford, G. J. Treloar, R. J. Fuller, and M. Bazilian, “Life-cycle energy analysis of building integrated photovoltaic systems (BIPVs) with heat recovery unit,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 10, no. 6, pp. 559–575, Dec. 2006.
- [28] C. Peng, Y. Huang, and Z. Wu, “Building-integrated photovoltaics (BIPV) in architectural design in China,” *Energy Build.*, vol. 43, no. 12, pp. 3592–3598, 2011.
- [29] K. E. Park, G. H. Kang, H. I. Kim, G. J. Yu, and J. T. Kim, “Analysis of thermal and electrical performance of semi-transparent photovoltaic (PV) module,” *Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 2681–2687, Jun. 2010.
- [30] A. K. Shukla, K. Sudhakar, and P. Baredar, “Recent advancement in BIPV product technologies: A review,” *Energy Build.*, vol. 140, pp. 188–195, 2017.
- [31] M. Tripathy, P. K. Sadhu, and S. K. Panda, “A critical on building integrated photovoltaic

- products and their applications," *Renewable and Sustainable Energy*, vol. 61. Pergamon, pp. 451–465, 01-Aug-2016.
- [32] T. James, A. Goodrich, M. Woodhouse, R. Margolis, and S. Ong, "Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) in the Residential Sector: An Analysis of Installed Rooftop System Prices," 2011.
- [33] A. Faridah Shafii, "Status Of Sustainable Building In South-East Asiat prepared for SB08, Melbourne," *Univ. Teknol. Malaysia*, pp. 1–28, 2011.
- [34] H. Kang, Y. Lee, and S. Kim, "Sustainable building assessment tool for project decision makers and its development process," *Environ. Impact Assess. Rev.*, vol. 58, pp. 34–47, Apr. 2016.
- [35] G. M. S. L. Lim Yun Senga, G. Lalchandb, "Economical, environmental and technical analysis of building integrated photovoltaic systems in Malaysia," *Energy Policy* 36, pp. 2130–2142, 2008.
- [36] S. M. Moosavian, N. A. Rahim, J. Selvaraj, and K. H. Solangi, "Energy policy to promote photovoltaic generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 25. pp. 44–58, 2013.
- [37] J. C. R. Silva, "Integración de sistemas fotovoltaicos en edificios de oficinas en bajas latitudes: estudio del balance energético aplicado a Brasil," 2015.
- [38] J. H. Yoon, J. Song, and S. J. Lee, "Practical application of building integrated photovoltaic (BIPV) system using transparent amorphous silicon thin-film PV module," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 5, pp. 723–733, May 2011.
- [39] A. K. Shukla, K. Sudhakar, P. Baredar, and R. Mamat, "BIPV in Southeast Asian countries – opportunities and challenges," *Renew. Energy Focus*, vol. 21, no. 00, pp. 25–32, 2017.
- [40] N. Martín Chivelet, I. Fernández Solla, A. Luque, and C. Bedoya, *La envolvente fotovoltaica en la arquitectura : criterio de diseño y aplicaciones*. Editorial Reverté, 2007.
- [41] Odersun, "Manual for BiPV Projects," 2011.
- [42] R. Ferroukhi, D. Hawila, S. Vinci, and D. Nagpal, "Renewable Energy Auctions - A Guide to Design," p. 200, 2015.
- [43] M. F. I. Mohd-Nor and M. P. Grant, "Building information modelling (BIM) in the malaysian architecture industry," *WSEAS Trans. Environ. Dev.*, vol. 10, no. 4, pp. 264–273, Apr. 2014.
- [44] S. Liu, X. Meng, and C. Tam, "Building information modeling based building design optimization for sustainability," *Energy Build.*, vol. 105, pp. 139–153, Oct. 2015.
- [45] C. L. Cheng, C. S. Sanchez Jimenez, and M. C. Lee, "Research of BIPV optimal tilted angle, use of latitude concept for south orientated plans," *Renew. Energy*, vol. 34, no. 6, pp. 1644–1650, Jun. 2009.

-
- [46] NREL, "PVWatts Calculator," *National Renewable Energy Laboratory*, 2018. [Online]. Available: <https://pvwatts.nrel.gov/>. [Accessed: 26-Mar-2019].
- [47] P. B. Marion and B. Marion, "Comparison of Predictive Models for Photovoltaic Module Performance: Preprint," 2008.
- [48] D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvill, "Photovoltaic Array Performance Model," 2004.
- [49] S. L. Sutterlueti J, Ransome S, Kravets R, "Characterising PV modules under outdoor conditions: what's most important for energy yield.," *Proc. 26th Eur. Photovolt. Sol. energy Conf. Exhib. Val. Spain;*, pp. 3608–14, 2008.
- [50] D. Robinson and A. Stone, "Irradiation modelling made simple: the cumulative sky approach and its applications," pp. 19–22, 2004.
- [51] R. Compagnon and D. Raydan, "Irradiance and illuminance distributions in urban areas," in *Proceedings of {PLEA}*, 2000, pp. 436–441.
- [52] B. Marion, M. Anderberg, R. George, P. Gray-Hann, and D. Heimiller, "PVWATTS version 2 – enhanced spatial resolution for calculating grid-connected PV performance," *NCPV Progr. Rev. Meet.*, no. October, pp. 0–3, 2001.
- [53] N. Jakica, "State-of-the-art review of solar design tools and methods for assessing daylighting and solar potential for building-integrated photovoltaics," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. January, pp. 0–1, 2017.
- [54] E. Biyik *et al.*, "A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 20, no. 3, pp. 833–858, 2017.
- [55] TRNSYS, "TRNSYS: Transient System Simulation Tool (Homepage)," 2018. [Online]. Available: <http://www.trnsys.com/>. [Accessed: 26-Mar-2019].
- [56] DOE, "EnergyPlus | EnergyPlus," *U.S. Dep. Energy's*, p. 1, 2017.
- [57] CHAM, "CHAM | PHOENICS," 2005. [Online]. Available: <http://www.cham.co.uk/phoenics.php>. [Accessed: 26-Mar-2019].
- [58] Q. J. Kwong and Y. Ali, "A review of energy efficiency potentials in tropical buildings - Perspective of enclosed common areas," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 9. Pergamon, pp. 4548–4553, 01-Dec-2011.
- [59] H. Hashim and W. S. Ho, "Renewable energy policies and initiatives for a sustainable energy future in Malaysia," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4780–4787, Dec. 2011.
- [60] A. Scognamiglio, "Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) for Cost-Effective Energy-Efficient Retrofitting," in *Cost-Effective Energy Efficient Building Retrofitting: Materials, Technologies, Optimization and Case Studies*, Elsevier, 2017, pp. 169–197.

- [61] A. K. Shukla, K. Sudhakar, P. Baredar, and R. Mamat, "Solar PV and BIPV system: Barrier, challenges and policy recommendation in India," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 3314–3322, Feb. 2018.
- [62] J. Rigter and G. Vidican, "Cost and optimal feed-in tariff for small scale photovoltaic systems in China," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 6989–7000, Nov. 2010.
- [63] "The Brazilian Market Of Distributed Solar PV Generation - Annual Report 2017 by Instituto ideal - issuu," *IDEAL*, pp. 1–78, 2017.
- [64] "Soluciones de energía solar como nuevos sistemas de generación eléctrica. La transición en Latinoamérica," *Feria Expo. Medellín*, vol. 1, no. 1, p. 44, 2019.
- [65] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, "Analysis Of Pv System's Values Beyond Energy -by Country and Stakeholder," 2008.
- [66] M. Pagliaro, R. Ciriminna, and G. Palmisano, "BIPV: merging the photovoltaic with the construction industry," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 18, no. 1, pp. 61–72, Jan. 2010.
- [67] F. Azadian and M. A. M. Radzi, "A general approach toward building integrated photovoltaic systems and its implementation barriers: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 527–538, Jun. 2013.
- [68] R. J. Yang, "Overcoming technical barriers and risks in the application of building integrated photovoltaics (BIPV): Hardware and software strategies," *Autom. Constr.*, vol. 51, no. C, pp. 92–102, 2015.
- [69] I. B. Fernandes *et al.*, "Correlation and comparative analysis of discriminative validity of the Scale of Oral Health Outcomes for Five-Year-Old Children (SOHO-5) and the Early Childhood Oral Health Impact Scale (COHIS) for dental caries," *BMC Oral Health*, vol. 15, no. 1, 2015.
- [70] "IEC 60904-1-1:2017 | IEC Webstore | water management, smart city, rural electrification, solar power, solar panel, photovoltaic, PV, LVDC." [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/29335>. [Accessed: 20-Mar-2019].
- [71] ASTM E948 – 15, "Standard Test Method for Electrical Performance of Photovoltaic Cells Using Reference Cells Under Simulated Sunlight 1," ASTM, 2015.
- [72] A. K. Shukla, K. Sudhakar, and P. Baredar, "A comprehensive review on design of building integrated photovoltaic system," *Energy and Buildings*, vol. 128. Elsevier, pp. 99–110, 15-Sep-2016.
- [73] S. P. Group, S. I. Association, and S. P. Group, "International Technology Roadmap for Photovoltaic—," *Itrpv*, no. March, pp. 1–37, 2016.
- [74] Science News, "Runners-Up. Newcomer juices up the race to harness sunlight.," *Science*, vol. 342, no. 6165, pp. 1438–9, Dec. 2013.

-
- [75] J. Seo, J. H. Noh, and S. Il Seok, "Rational Strategies for Efficient Perovskite Solar Cells," *Accounts of Chemical Research*, vol. 49, no. 3. American Chemical Society, pp. 562–572, 15-Mar-2016.
- [76] A. Reinders, P. Verlinden, W. van Sark, and A. Freundlich, *Photovoltaic Solar Energy*. 2017.
- [77] M. Gaetan, O. Sinead, and R. Manoel, *Key World Energy Statistics 2014*. 2014.
- [78] J. Benick *et al.*, "High-Efficiency n-Type HP mc Silicon Solar Cells," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 7, no. 5, pp. 1171–1175, Sep. 2017.
- [79] K. Yoshikawa *et al.*, "Silicon heterojunction solar cell with interdigitated back contacts for a photoconversion efficiency over 26%," *Nat. Energy*, 2017.
- [80] "Tipos de células fotovoltaicas," *pt.solar-energia.net*, 2016. [Online]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/modulo-fotovoltaico/celula-fotovoltaica/tipos>. [Accessed: 10-Apr-2019].
- [81] S. Yoshida, K. Mitsui, T. Oda, T. Sogo, and K. Shirahata, "High efficiency Al_xGa_{1-x}As–GaAs solar cells with high open-circuit voltage and high fill factor," *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 19, no. S1, pp. 563–566, Jan. 1980.
- [82] B. M. Kayes *et al.*, "27.6% Conversion efficiency, a new record for single-junction solar cells under 1 sun illumination," in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2011, pp. 000004–000008.
- [83] A. Bidiville *et al.*, "High-efficiency thin-film silicon solar cells realized by integrating stable a-Si:H absorbers into improved device design," *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 54, no. 8S1, p. 08KB10, Aug. 2015.
- [84] T. Fin, D. E. F. I. N. D. E. Máster, and F. A. Tavaréz, "Escuela Técnica Superior de Ingeniería Tecnologías fotovoltaicas para integración en edificios : análisis Índice general," pp. 1–62, 2018.
- [85] W. Nie *et al.*, "High-efficiency solution-processed perovskite solar cells with millimeter-scale grains," *Science (80-.)*, vol. 347, no. 6221, pp. 522–525, Jan. 2015.
- [86] N. J. Jeon, J. H. Noh, Y. C. Kim, W. S. Yang, S. Ryu, and S. Il Seok, "Solvent engineering for high-performance inorganic-organic hybrid perovskite solar cells," *Nat. Mater.*, vol. 13, no. 9, pp. 897–903, Sep. 2014.
- [87] H. J. Snaith, "Perovskites: The emergence of a new era for low-cost, high-efficiency solar cells," *Journal of Physical Chemistry Letters*, vol. 4, no. 21. American Chemical Society, pp. 3623–3630, 07-Nov-2013.
- [88] W. S. Yang *et al.*, "High-performance photovoltaic perovskite layers fabricated through intramolecular exchange," *Science (80-.)*, vol. 348, no. 6240, pp. 1234–1237, Jun. 2015.
- [89] L. Van Ginneken *et al.*, "Phytoremediation for heavy metal-contaminated soils combined

- with bioenergy production," *J. Environ. Eng. Landsc. Manag.*, vol. 15, no. 4, pp. 227–236, 2007.
- [90] K. Kakiage, Y. Aoyama, T. Yano, K. Oya, J. Fujisawa, and M. Hanaya, "Highly-efficient dye-sensitized solar cells with collaborative sensitization by silyl-anchor and carboxy-anchor dyes," *Chem. Commun.*, vol. 51, no. 88, pp. 15894–15897, 2015.
- [91] S. Mathew *et al.*, "Dye-sensitized solar cells with 13% efficiency achieved through the molecular engineering of porphyrin sensitizers," *Nat. Chem.*, vol. 6, no. 3, pp. 242–247, Mar. 2014.
- [92] I. First Solar, "First Solar, Inc. - First Solar Sets Thin-Film Module Efficiency World Record of 17.0 Percent," 2014. [Online]. Available: <https://investor.firstsolar.com/news/press-release-details/2014/First-Solar-Sets-Thin-Film-Module-Efficiency-World-Record-of-17-0-Percent/default.aspx>. [Accessed: 01-Sep-2019].
- [93] M. P. Producer and J. Dowling, "Solar Frontier," *Am. J. Phys.*, vol. 46, no. 12, pp. 1290–1290, 1978.
- [94] A. K. Shukla, K. Sudhakar, and P. Baredar, "Exergetic analysis of building integrated semitransparent photovoltaic module in clear sky condition at Bhopal India," *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 8, pp. 142–151, Sep. 2016.
- [95] G. Agarwal, A. Agarwal, and S. Agarwal, "BIPV : Integration of Photovoltaic with the Construction to achieve the concept of Agility Definition of BIPV," pp. 1–12, 2014.
- [96] I. Zanetti, P. Bonomo, and F. Frontini, "Building Integrated Photovoltaics : Product overview for solar building skins Status Report," 2017.
- [97] G. Verberne *et al.*, "BIPV PRODUCTS FOR FAÇADES AND ROOFS: A MARKET ANALYSIS," pp. 2–8, 2014.
- [98] "Solar Bipv-Solar Bipv Manufacturers, Suppliers and Exporters on Alibaba.comSolar Panels." [Online]. Available: https://www.alibaba.com/trade/search?fsb=y&IndexArea=product_en&CatId=&SearchText=solar+bipv. [Accessed: 17-Aug-2020].
- [99] A. Mermoud, "PVSystem – Logiciel Photovoltaïque," *ISE, University of Geneva (2012)*, 2012. [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/>. [Accessed: 17-May-2020].
- [100] PVSOL, "PV*SOL | Valentin Software – Software para planificación y simulación de sistemas solares – fotovoltaicos y sistemas de energía solar tér," 2017. .
- [101] "Building-integrated photovoltaic technologies and systems for large-scale market deployment: The PVSites project." [Online]. Available: <https://www.pvsites.eu/>. [Accessed: 02-Mar-2019].
- [102] EPM, "Tarifas, solicitud del servicio, usos inteligente del Servicio Público de Generación,

Transmisión y Distribución de Energía y Electricidad de EPM por parte de usuarios de hogares,” 2019. [Online]. Available: https://www.epm.com.co/site/clientes_usuarios/clientes-y-usuarios/empresas/energía/grandes-empresas/tips-para-el-uso-inteligente. [Accessed: 28-Oct-2019].

- [103] “EPM | Empresa de servicios públicos de Medellín y Colombia.” [Online]. Available: <https://www.epm.com.co/site/>. [Accessed: 02-Oct-2019].
- [104] UMPE, *Calculadora de Emisiones CO2*. .
- [105] F. G. Posada, “MANUAL PARA PERSONAS INTERESADAS EN SER PROSUMIDORES DE ENERGÍA A PARTIR DE PÁNELES,” pp. 1–177, 2017.
- [106] S. Salamanca-Avila, “Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá,” *Rev. científica*, vol. 3, no. 30, p. 263, 2017.
- [107] Azimut Energia S.A.S, “Reporte de generación,” Medellin, Colombia, 2019.
- [108] “Cuál es la vida útil de los paneles solares,” *Damia Solar*, 2019. .
- [109] IDEAM, “Atlas Interactivo - Climatológico,” *Ideam*, 2018. [Online]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasClimatologico.html>. [Accessed: 17-Aug-2020].
- [110] “Tiger Mono-facial 450W - 470W.”