



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD, MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

RPC-SO-30-NO.508-2019

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

ARTÍCULOS PROFESIONALES DE ALTO NIVEL

TEMA:

EVALUACIÓN BASADA EN GIS DEL
POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO EN
TECHOS DE EDIFICIOS DE ÁREAS
URBANAS: CASO DE ESTUDIO SANTA
ISABEL-ECUADOR

AUTORES:

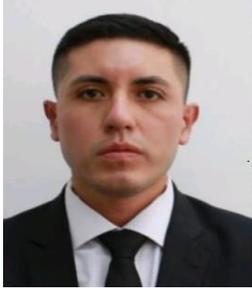
ANDRÉS HOMERO IDROVO MACANCELA
MARCO VINICIO VELECELA ZHINDÓN

DIRECTOR:

EDGAR ANTONIO BARRAGÁN ESCANDÓN

CUENCA – ECUADOR

2024

Autores:**Andrés Homero Idrovo Macancela**

Ingeniero Electrónico.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca.

aidrovom@est.ups.edu.ec / andresidrovom@gmail.com

**Marco Vinicio Velecela Zhindón**

Ingeniero Eléctrico.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca.

mvelecelaz@est.ups.edu.ec / marcov88g@gmail.com

Dirigido por:**Edgar Antonio Barragán Escandón**

Ingeniero Eléctrico.

Máster Universitario en Energías Renovables.

Magíster en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Doctor en Energías Renovables.

ebarragan@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2024 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

ANDRÉS HOMERO IDROVO MACANCELA

MARCO VINICIO VELECELA ZHINDÓN

Evaluación basada en GIS del potencial solar fotovoltaico en techos de edificios de áreas urbanas: caso de estudio Santa Isabel-Ecuador

Evaluación basada en GIS del potencial solar fotovoltaico en techos de edificios de áreas urbanas: caso de estudio Santa Isabel-Ecuador

Andrés Idrovo, Marco Veleceta y Antonio Barragán.

Resumen

La instalación de sistemas fotovoltaicos en los techos de edificios se está consolidando como una alternativa viable y sostenible para abastecer la creciente demanda de energía eléctrica en las ciudades. En esta investigación se desarrolla una útil que utiliza tecnología LiDAR y huellas de tejados para obtener una representación tridimensional de los techos del centro urbano de Santa Isabel (Azuay, Ecuador). Con ello se determinaron características como el área, pendiente, orientación y radiación solar recibida que permitieron calcular el potencial fotovoltaico teórico, técnico y económico de los techos de la zona de estudio. Se encontró que 68.8% del total de la superficie de techos del centro urbano de la ciudad de Santa Isabel son aptos para la instalación de sistemas fotovoltaicos, con los cuales se puede alcanzar un potencial fotovoltaico teórico de 62.39 GWh. El potencial fotovoltaico técnico anual con paneles de silicio se calculó en 4.85 GWh con el que se puede abastecer 4.97 veces la demanda del vecindario analizado. Para determinar el potencial económico se calculó la potencia pico de un proyecto solar para igualar la demanda de energía eléctrica de la zona de análisis cuyo costo nivelado de energía es de 12.37 c\$/kWh. Este proyecto podría beneficiar a la creación de 24.4 empleos evitando al mismo tiempo la emisión de 6,805 Toneladas de CO_2 al medio ambiente durante su vida útil. La metodología desarrollada en este estudio puede ser replicada en otras zonas para determinar su potencial fotovoltaico y contribuir a la diversificación y descentralización de los sistemas de generación de energía eléctrica en Ecuador.

Index Terms

LiDAR, LCOE, Sistemas de generación fotovoltaicos, Sistema de información geográfica, Potencial fotovoltaico, Techo fotovoltaico

I. INTRODUCCIÓN

Abreviaciones			
DSM	Modelo digital de superficie	NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables
GIS	Sistema de información geográfica	LCOE	Costo nivelado de la energía
IGH	Irradiación global horizontal	PotFV	Potencial fotovoltaico
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables	PV	Panel solar
LiDAR	Laser imaging detection and ranging	RS	Radiación solar
LOSPEE	Ley orgánica de servicio público de energía eléctrica	SFV	Sistemas de generación fotovoltaicos

ACTUALMENTE la mayoría de la población se asienta en áreas urbanas concentrando más del 70 % del consumo global de energía [1]. Según la ONU la producción de energía es responsable del 60 % de emisiones mundiales de gases de efecto invernadero [2]. La proyección apunta que para el año en 2050 el 68 % de la población mundial habitará en áreas urbanas [3], por lo que se están impulsado iniciativas para que los entornos urbanos incorporen sistemas de generación de energía que empleen recursos autóctonos.

Una de estas iniciativas es promover el uso de sistemas fotovoltaicos (SFV) de modo que en las ciudades se fomente la resiliencia y se disminuya el uso de recursos fósiles. Para evaluar la viabilidad de implementación de estos sistemas el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) ha definido los siguientes tipos de potenciales fotovoltaicos: (i) Teórico que se determina en base a las mediciones de irradiación solar propias de cada zona, (ii) Técnico calculado en base al desempeño de los SFV y restricciones topográficas, (iii) Económico que analiza costos y tasas de retorno durante la vida útil de los SFV, (iv) De mercado que estudia la factibilidad de los SFV en base a políticas, regulaciones u oportunidades de inversión [4].

Alrededor del 71 % de la población mundial habita en países que presentan un PotFV técnico con un rango medio favorable que va de 3.54 a 5 kWh/kWp [5]. En este contexto, los SFV se perfilan como una opción viable para la electrificación y desarrollo sostenible de las ciudades. La razón radica en que su funcionamiento tiene un impacto ambiental mínimo y su instalación puede realizarse fácilmente en los techos y/o fachadas de las edificaciones [6], [7]. Para 2021, la producción de energía eléctrica a través de SFV representó aproximadamente el 5 % del total mundial [8].

Para el mismo año en Ecuador, la contribución de estos sistemas (centrales solares en su mayoría) representó solo el 0.11 % del total de energía producida. El mayor porcentaje provino de centrales hidráulicas, con un 79.41 %, seguidas de centrales térmicas con un 19 % [9]. El despliegue actual de los SFV en Ecuador contrasta con su importante PotFV teórico. Su ubicación sobre la línea ecuatorial y baja estacionalidad le otorga un índice de irradiación global horizontal (IGH) poco variable que oscila entre 2.9 y 6.3 kWh/m² día [10]. Además, Según Cevallos y Ramos [11] la tecnología renovable con mayor cantidad de zonas aptas en el territorio ecuatoriano es la solar fotovoltaica.

Otro factor determinante para la adopción de los SFV es que se ha convertido en la tecnología renovable más competitiva. Según la agencia internacional de energías renovables (IRENA) en la última década su costo nivelado de energía (LCOE) se ha reducido un 88 %. En el mismo periodo los precios de los paneles solares (PV) de silicio disminuyeron entre un 88-95 %, y se espera que esta tendencia continúe a futuro [12].

Según las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano 2022 [13] a nivel nacional se han autorizado la operación de 226 proyectos con SFV para autoabastecimiento alcanzando una capacidad instalada de 11.08 MW. A nivel local la empresa distribuidora de energía eléctrica Centrosur reporta la operación de 11 de estos proyectos con una capacidad total de 291.4 kW. Estos datos reflejan un ritmo lento de implementación de estos sistemas, a pesar de contar con un marco legal de apoyo. Esto puede atribuirse a los costos iniciales de inversión o a la falta de información al alcance del público, como mapas de zonas aptas en tejados para la instalación de SFV.

Para fomentar que en el Ecuador prosperen las urbes solares se debe partir del desarrollo de metodologías que permitan determinar el PotFV. Las mismas permiten generar información útil que puede influir en la decisión de un consumidor para implementar SFV con fines de autoabastecimiento. Esto es indispensable, como paso previo para respaldar las políticas que garanticen la implementación de tecnologías que aprovechan el recurso solar como fuente de energía [14].

La estructura de este artículo se organiza de la siguiente manera: en la sección 2 se presenta una revisión literaria centrada en examinar investigaciones que han calculado el PotFV de entornos urbanos con métodos LiDAR. En la sección 3 se describen las características de la zona de estudio, mientras que el apartado 4 se da a conocer la metodología y herramientas utilizadas. Los resultados de los cálculos de los PotFV's: teórico, técnico y económico se muestran en la sección 5, la discusión y conclusiones se presentan en los apartados 6 y 7 respectivamente.

II. REVISIÓN DE LITERATURA

Un estudio que determine eficazmente la viabilidad de implementación de SFV en estructuras urbanas debe seguir estos principios: (i) estimar el área total de los tejados, (ii) calcular el área apta de implementación, (iii) determinar la radiación solar (RS) incidente en los techos, (iv) valorar el PotFV técnico, (v) calcular el PotFV económico [15].

Melius et. al [16] han definido tres ramas metodológicas de análisis de tejados que se acoplan con el cumplimiento de estos principios:

- Métodos de valores constantes, usados en [17], [18], [19]. Permiten una estimación rápida, pero sus resultados carecen de precisión ya que suponen varias características geométricas de los techos.
- Métodos manuales [20], [21], [22]. Esta metodología utiliza por ejemplo imágenes aéreas y/o inspecciones en sitio para seleccionar manualmente los techos con el mejor PotFV. Son precisos, pero demandan tiempo y su replicabilidad es complicada.
- Métodos GIS, que analizan por software el modelo 3D de una zona que ha sido generado con tecnologías como ortofotos o LiDAR. Presentan alta replicabilidad, pero demandan recursos y tiempos computaciones elevados.

En los párrafos subsecuentes se mencionan estudios que han estimado el PotFV en urbes ecuatorianas, para posteriormente centrar la revisión en investigaciones que aplican metodologías LiDAR.

En [23], se determina el PotFV técnico de los techos de dos centros urbanos de las islas Galápagos. Los autores usan datos de huellas de edificios, asumiendo que para la implementación de SFV todos los tejados son planos. Los resultados indican que la demanda eléctrica de estas zonas sería cubierta con SFV instalados en un área equivalente al 21 % y 27 % del total de la superficie de techos analizados.

En [24] se utiliza una metodología GIS para determinar el PotFV técnico de las techumbres del área céntrica de la ciudad de Cuenca. Los autores concluyen que con la instalación de SFV se cubriría hasta un 148 % de la demanda, y si se emplea tejas fotovoltaicas este porcentaje se reduciría a un 61 %.

De manera similar el estudio [25] analiza una zona urbana de la ciudad de Cuenca. Los autores utilizan una metodología basada en datos de catastro y cálculo de factores de reducción para determinar el PotFV técnico. Sus resultados indican que la energía de los SFV instalados en techos podría alcanzar un valor de 3.19 veces la demanda eléctrica del año 2015.

Otros estudios han calculado el PotFV en áreas urbanas reducidas como centros habitacionales o comerciales, tal es el caso de [26], [27], [28]. Todas estas investigaciones convergen en la misma conclusión: Ecuador dispone de un PotFV excelente y los SFV pueden abastecer un alto porcentaje de la demanda eléctrica de las ciudades de manera sustentable.

Redweik et al. [29] emplearon LiDAR para generar un modelo digital de superficie (DSM) del campus de la Universidad de Lisboa. Este trabajo realizado hace una década exhibió el potencial de LiDAR, permitiendo estimar el PotFV teórico de los techos (34 GWh año) y fachadas (19 GWh año).

Bayrakci et al. [30] plantean un método en el que se combina el uso de LiDAR y huellas de edificios para identificar áreas aptas para la instalación de SFV una zona urbana de Filadelfia-EEUU. Los tejados se analizan por: orientación, inclinación, sombreado y área disponible. Se concluye que 48.6 % del área de techos son aptas para SFV.

Lukač et al. [31] presentan un procedimiento LiDAR con mediciones históricas de radiación, considerando además la degradación y eficiencia no lineal de inversores y diferentes tipos de PV's. Este trabajo analiza los techos de 0.5 Km² de Maibor-Slovenia concluyendo que el máximo PotFV (530 Wh/m² día) se lograría con paneles monocristalinos.

En Ludwigsburg-Alemania, se empleó SimStadt para analizar los modelos de las edificaciones en 3D, los mismos que se crearon a partir de datos LiDAR y fotografías estéreo. Se determinaron los factores de reducción de radiación en tejados llegando a estimar que el PotFV técnico podría abastecer un 77 % del consumo eléctrico del condado. Al considerar el PotFV económico el abastecimiento sería del 56 % [32].

Por su parte Mansouri et al. utilizan una metodología parecida a la planteada por Bayrakci para determinar el PotFV técnico y económico de las techumbres de Alberta-Canadá [33]. El PotFV técnico abastecería el 38 % de la demanda del año 2016, mientras que el PotFV económico concluye que el 96 % de estos techos fotovoltaicos sería rentable.

El estudio [34] realiza un análisis a nivel de vecindarios del PotFV teórico en Auckland-Nueva Zelanda. Se utiliza Lastools y Python para procesar los datos LiDAR, mientras que con ArcGIS se calcula la RS incidente en los techos. Los resultados determinan los vecindarios con mayor PotFV y que pueden ser beneficiados con apoyo de políticas para la implantación de SFV.

En [35] se modelan los techos con imágenes aéreas y LiDAR, posteriormente se estima el PotFV con un algoritmo de ajuste de módulos fotovoltaicos. El algoritmo colocó un 17.5 % menos PV's al comparar sus resultados con datos reales de paneles instalados en Eindhoven-Países Bajos. Se concluye que el rendimiento calculado de los SFV con escaneo rápido tiene una mejor aproximación al valor real cuando se utiliza software como Solar Monkey que considera el perfil del horizonte.

Brito et al. presentan un modelo 3D del PotFV de dos centros urbanos de Lisboa-Portugal [36]. Utilizando LiDAR, el algoritmo SOL implementado en Matlab y considerando la irradiación difusa anisotrópica calculan el PotFV teórico de los techos y fachadas en 2,531.93 y 684.37 kWh/m² respectivamente.

Jiménez et al. [37] aplican una metodología LiDAR complementada con ortofotos para determinar la geometría de los techos de 24 km² de Ávila-España. Este análisis se valida ya que sus resultados no difieren de las características de los techos extraídas de una nube de puntos LiDAR más detallada. Los autores determinan que 56 % de los techos identificados son aptos para la instalación de SFV.

En [38] se estima la producción anual de energía de los techos fotovoltaicos en: Vaihingen (2,670 MWh), Pekre (451 MWh) y Nueva York (2,541 MWh). Los autores consideran las características geométricas de los tejados para aplicar un método de colocación óptima de PV's a gran escala con el fin de maximizar el PotFV de estas áreas.

Jurasz et al. [39] realizan con LiDAR el análisis del PotFV en los techos de Wrocław-Polonia, examinado además aspectos de demanda eléctrica y medioambientales. Se determinó el grado de autosuficiencia energética con SFV de varias zonas del área de estudio y se calculó una reducción de 30 % de emisiones ligadas al uso de electricidad. Los SFV instalados en las azoteas tendrían una capacidad máxima instalada aproximada de 850 MWp que pudiera cubrir el 36 % de la demanda.

Gagnon et al. [40] evalúan el PotFV técnico de los techos de EEUU a nivel nacional. Los autores utilizan LiDAR y huellas de edificios para determinar la idoneidad de los techos para instalar SFV en base a sus características. Se desarrolla un modelo estadístico para estimar un potencial anual de generación de 1,432 TWh/año.

Un estudio interesante es el propuesto por Montealegre et al. [41] desarrollado en Zaragoza-España. Este trabajo determina la capacidad de los techos para producir energía (60.9 kWh/m²), generar alimento y captar agua lluvia. Las azoteas son modeladas con LiDAR y se analiza la idoneidad de estas áreas utilizando una técnica de decisiones multicriterio.

En la Tabla I se presenta un resumen de los resultados y las metodologías revisadas. El resumen de resultados confirma que de las vertientes de análisis los métodos SIG son los que presentan resultados más precisos [42]. Por este motivo las técnicas LiDAR para estimar el PotFV de los techos se han posicionado como una de las herramientas más usadas.

III. ÁREA DE ESTUDIO

Este estudio se realizó en Santa Isabel, un cantón perteneciente a la provincia del Azuay-Ecuador. El mismo se ubica en las coordenadas 3°16'27.01"S, 79°18'56.16"W (Figura 1), el clima del área de estudio se caracteriza como ecuatorial mesotérmico seco con temperaturas que varían entre los 20.9 y 22.6°C [43]. Según el censo del 2010 la población de Santa Isabel era de 18,393 habitantes, y se proyecta que para el año 2030 esta cifra aumente a 33,800 [44].

Tabla I: Resultados de estimación de PotFV en entornos urbanos.

Referencia	Lugar	Software	Datos	Área analizada	Metodología	Resultados
[26]	Ecuador		Huella de edificios	0.71km ² de huellas de edificios	Se calcula el área necesaria de huella de edificios para abastecer la demanda implementando SFV.	21% y 27% del total de la superficie de techos analizados para abastecer la demanda de dos islas.
[27]	Ecuador	Herramientas GIS BIM SAM PV	Fotos satelitales Datos de Consumo energético	1.07km ²	Caracterización de techos de manera manual con herramientas GIS.	Con instalación de PV se cubriría hasta un 148% de la demanda, y si se emplea tejas fotovoltaicas este porcentaje se reduciría a un 61%.
[28]	Ecuador		Datos Catastrales	16.56km ²	Se utiliza datos de catastro y cálculo de factores de reducción para determinar el PotFV técnico.	El PotFV podría bastecer 3.19 veces la demanda eléctrica del año 2015.
[32]	Lisboa-Portugal	Algoritmo SOL	LiDAR	0.16km ²	Algoritmo para determinar mapa de sombras y factor de vista de cielo. Se calcula la radiación directa y difusa para el suelo, techos y fachadas.	PotFV de techos: 34GWh año. PotFV de fachadas: 19GWh año
[33]	Filadelfia-EEUU	ArcGIS	LiDAR Huella de edificios	62.50km ² de huellas de edificios	Caracterización geométrica de los techos para calcular el PotFV.	48.6% del área de techos son aptas para SFV. PotFV técnico: 800mW.
[34]	Maribor- Slovenia		LiDAR Mediciones históricas de radiación	0.5km ²	Estimación del PotFV considerando la degradación y eficiencia no lineal de inversores y diferentes tipos de paneles solares.	El máximo PotFV (530 Wh/m ² día) se lograría con paneles monocristalinos.
[35]	Ludwigsburg-Alemania	SimStadt	Modelos CityGML 3D creados con LiDAR	700km ²	Análisis de los modelos 3D considerando el factor de utilización del área disponible Cálculo de restricciones que reducen el área disponible	El PotFV técnico podría abastecer un 77% de la demanda, mientras que el económico abastecería un 56%.
[36]	Lethbridge-Canadá	ArcGIS	LiDAR Huella de edificios	124.3km ²	Caracterización geométrica de los techos para calcular el PotFV.	PotFV técnico abastecería el 38% de la demanda del año 2016. PotFV económico concluye que el 96% de estos techos fotovoltaicos sería rentable.
[37]	Auckland-Nueva Zelanda	ArcGIS Lastools SolarView	LiDAR Huella de edificios	649,141 techos	Se estima el PotFV de diversos barrios considerando el área que ocupan los SFV en los techos. Los resultados obtenidos del modelo de radiación solar propuesto son comparados con los obtenidos con SolarView.	Los resultados determinan los vecindarios con mayor PotFV y que pueden ser beneficiados con apoyo de políticas para la implantación de SFV.
[38]	Eindhoven-Países Bajos	PVGIS SolarMonkey PVMD	LiDAR Ortofotos	145 techos	Desarrollo de un algoritmo de ajuste de módulos fotovoltaicos en techos Se comparan los resultados del algoritmo con datos reales de número de paneles y rendimiento de SFV instalados en el área de análisis.	El algoritmo colocó un 17.5% menos paneles. El rendimiento calculado de los SFV con escaneo rápido tiene una mejor aproximación al valor real cuando se utiliza software como Solar Monkey que considera el perfil del horizonte
[39]	Lisboa-Portugal	Matlab Algoritmo SOL 2.0	LiDAR		Se calcula el PotFV teórico de los techos y fachadas considerando la irradiación difusa anisotrópica.	PotFV de techos: 2,531.93 kWh/m ² . PotFV de fachadas: 684.37 kWh/m ² .
[40]	Ávila-España		LiDAR Ortofotos	24km ²	Caracterización geométrica de los techos para calcular el PotFV. Se compara las características de los techos obtenidas con las de una nube de puntos LiDAR más detallada.	56% de los techos identificados son aptos para la instalación de SFV.
[41]	Vaihingen Pekre Nueva York		LiDAR	0.1km ² (Vaihingen) 0.12 km ² (Pekre) 0.45km ² (Nueva York)	Se consideran las características geométricas de los tejados para aplicar un método de colocación optima de paneles solares a gran escala con el fin de maximizar el PotFV de estas áreas.	Se estimo un PotFV de:2,670MWh en Vaihingen, 451 MWh en Pekre y 2,541 MWh en Nueva York
[42]	Wroclaw-Polonia		LiDAR Base de datos de objetos topográficos	1.46km ²	Se determina del PotFV y se complementa con análisis de demanda eléctrica y medioambientales, para identificar el grado de autosuficiencia y reducción de emisiones.	PotFV: 850 MWp que pudiera cubrir el 36% de la demanda.
[43]	Varios estados de EEUU	ArcGIS	LiDAR Huella de edificios		Caracterización geométrica de los techos para calcular el PotFV. Se desarrolla un modelo estadístico para estimar un potencial anual de generación en todo el país	PotFV: 1,432 TWh/año
[44]	Zaragoza-España	ArcGIS PVGIS	LiDAR Huella de edificios Datos Catastrales	24km ²	Este trabajo determina la capacidad de los techos para producir energía, generar alimento y captar agua lluvia utilizando una técnica de decisiones multicriterio.	PotFV: 60.9 kWh/ m ²

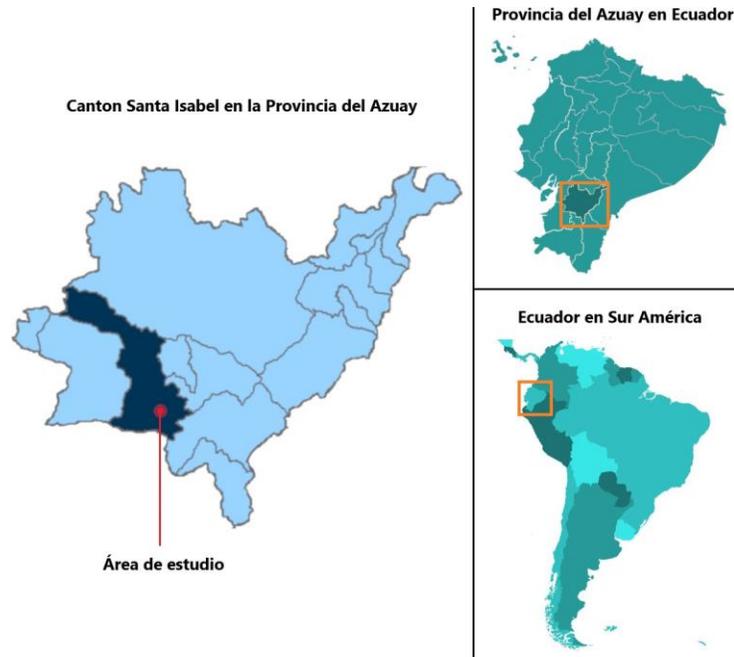


Figura 1: Ubicación geográfica del cantón Santa Isabel.

Según la investigación [45] el centro urbano de Santa Isabel se encuentra en una región con un IGH promedio anual de 5 kWh/m² día, hasta el momento no se han reportado estudios que estimen el PotFV de esta zona. Por lo que como punto de partida esta investigación determinará el PotFV a nivel de vecindario de las techumbres de un área de 0.1 km² perteneciente al centro cantonal (Figura 2). En esta área confluyen zonas: residenciales, comerciales, educativas y recreativas.

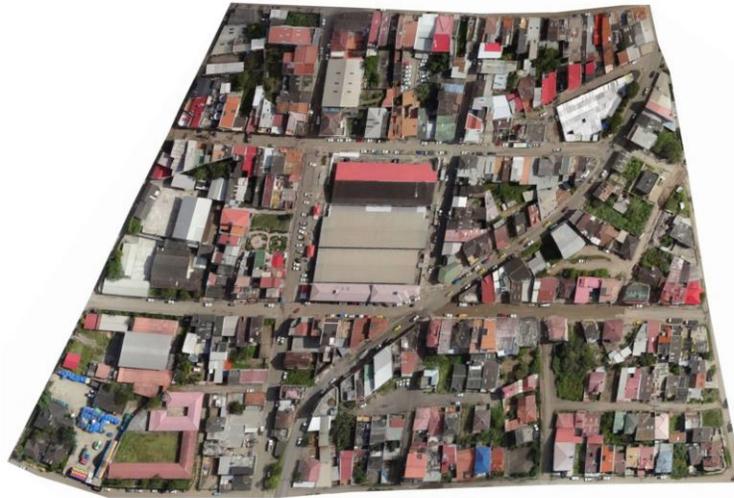


Figura 2: Zona de estudio, centro urbano de Santa Isabel.

Los resultados de esta investigación podrían contribuir favorablemente al cambio del panorama actual de implantación de SFV en Ecuador en conjunto con las iniciativas planteadas en la constitución ecuatoriana (artículos 15 y 413) [46], la ley orgánica de servicio público de energía eléctrica (LOSPEE) [47] y la normativa para autoabastecimiento con generación distribuida (ARCERNNR-001/2021) [48]. Estas iniciativas promueven el uso de fuentes de energía renovable a través de condiciones preferenciales para generación distribuida en cuanto a: precios, plazos y despacho de energía.

IV. METODOLOGÍA

En los entornos urbanos convergen elementos artificiales y naturales que influyen en la cantidad de energía solar incidente en los techos [49]. Determinar la idoneidad de los edificios para la implementación de SFV implica modelar: el entorno, la

RS y el área disponible [50]. En la práctica, los techos representan el área más adecuada para la instalación de SFV desde el punto de vista funcional y estético. La inclinación, orientación y menor recepción de sombra favorecen a una mejor captación de irradiación solar que las fachadas [51], [29].

Una estimación precisa del PotFV requiere el uso de tecnologías como LiDAR con la que se realiza un modelado tridimensional del entorno de análisis. Esta representación 3D permite considerar en los cálculos factores como: el sombreado de elementos circundantes, área disponible, pendiente y orientación de los techos [52].

En este trabajo se realiza una estimación del PotFV de las techumbres de un centro urbano típico de Ecuador. Para esto, se aplica una metodología con sistemas de información geográfica (GIS) basada en el uso de datos capturados por un sensor LiDAR (laser imaging detection and ranging) aerotransportado por un dron.

LiDAR envía pulsos laser y mide el tiempo de retorno de los mismos al ser reflejados por los objetos, posteriormente estos tiempos son convertidos en datos de distancia. Cada dato es referenciado geográficamente por un sistema de posicionamiento satelital de alta precisión y una unidad de medición inercial incorporados al sistema de captura [29]. Al concluir el proceso de toma de datos se obtiene una nube de puntos 3D altamente detallada del lugar analizado.

La metodología empleada se muestra en la Figura 3, en donde se especifica el procedimiento y las herramientas de software utilizadas. Se contempla el uso de ArcGIS en conjunto con datos LiDAR y una capa de huellas de techados creada manualmente para determinar las características geométricas de los techos. Se calcularon los PotFV: teórico, técnico y económico mediante un script desarrollado en Matlab.

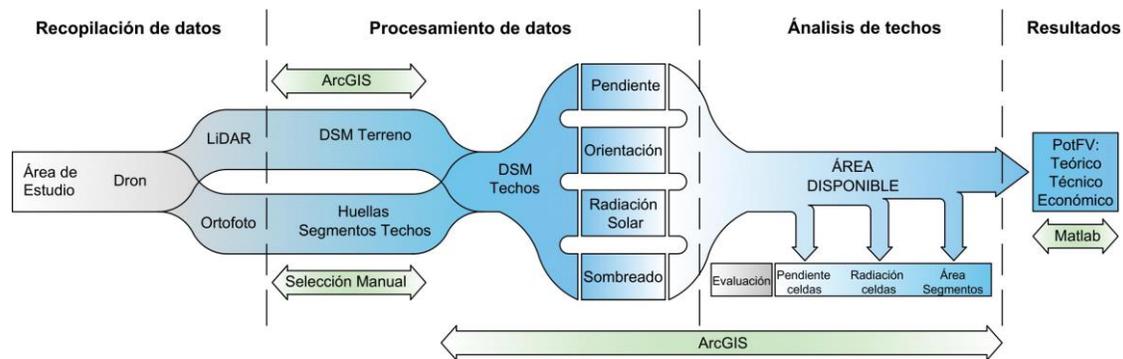


Figura 3: Esquema de Metodología planteada.

Esta investigación contribuye con un método replicable para calcular los PotFV: teórico, técnico y económico de los techados de una zona urbana de cualquier extensión. Con el uso de LiDAR, huellas de techados y aplicación de factores de reducción se logra determinar y generar mapas de las superficies de los techos idóneas para instalar SFV. Poner a disposición del público la información generada con esta metodología reducirá la inversión de tiempo y dinero a la población que desee instalar SFV para autoconsumo.

IV-A. Recopilación de datos

Los datos LiDAR se recopilaron con un sensor LiDARit explorer R trasportado por un dron a una altura de 100 metros. A esta elevación la precisión de este instrumento es de 3.5 cm y su densidad puntual es de 71 puntos/m². El proceso de toma datos proporciona un archivo en formato LAS 1.2 con que se podrá crear un DSM del área de estudio. Además, se dispone de una ortofoto realizada con una cámara Zenmuse P1 (Figura 4a) en la que cada pixel equivale a un área de 0.06x0.06 m². La misma permite tener una referencia visual en 2D con la que se determinará la forma de los segmentos de techo.

Los datos LiDAR y la ortofoto tienen como Datum el sistema de coordenadas proyectadas WGS 1984 UTM Zona 17S. De esta manera se asegura concordancia en los pasos del análisis ya que los datos mencionados se rigen al mismo sistema de georreferenciación.

IV-B. Procesamiento de datos

El archivo LAS contiene una nube de aproximadamente 19.8 millones de puntos categorizados por el sistema LiDAR de manera predefinida en base al elemento que reflejó el pulso laser. En ArcGIS se configuró la visualización de este archivo con dicha clasificación para diferenciar: suelo, edificaciones y vegetación (Figura 4b).

Para aplicar el análisis propuesto es necesario disponer del DSM del vecindario (Figura 4c). El mismo se obtuvo utilizando la herramienta "dataset LAS a ráster" de ArcGIS configurándola para que realice una interpolación de valor máximo de las elevaciones de la nube de puntos para obtener las alturas del DSM. El resultado es una matriz de celdas de 2 dimensiones conocida como ráster, en el que cada celda representa un valor de elevación y cubre un área de 0.4x0.4 m².

La segunda capa espacial contiene 868 huellas en dos dimensiones de los segmentos de los techos (Figura 4d). Se aplicó una metodología manual creando entidades poligonales en ArcGIS para realizar estas huellas con la ayuda de la ortofoto. Se probó un método con LiDAR para obtener las huellas verificando imprecisiones importantes ya que las nubes de puntos normalmente presentan ruido en los bordes de los tejados [30]. Se ha excluido de este análisis azoteas ya que al instalar SFV estas pierden su función como un área exterior usable o de esparcimiento.

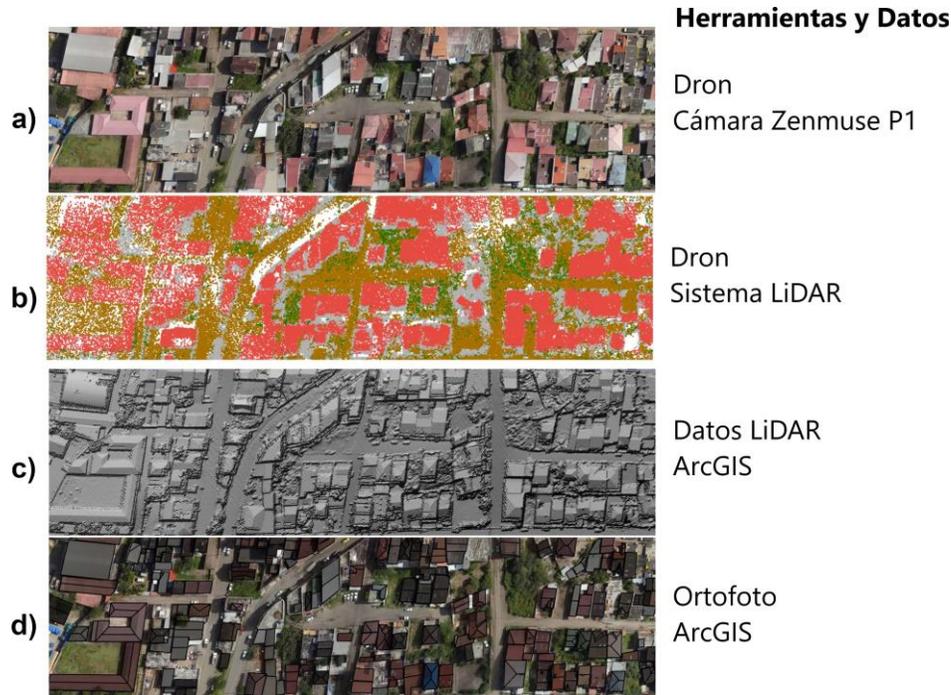


Figura 4: Datos: a) Ortofoto b) LiDAR; Capas: c) DSM, d) Segmentos de techo.

IV-B1. Pendiente: La producción de los SFV se ve afectada por el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre los paneles, la generación es mayor cuando los rayos inciden perpendicularmente sobre estos [41]. Para estimar correctamente el PotFV se determina la pendiente de los techos ya que normalmente los PV's son instalados con el mismo ángulo de inclinación de los tejados

El valor de pendiente del DSM de cada segmento de techo se determinó con la herramienta “pendiente” perteneciente al toolbox spatial analyst de ArcGIS. Para calcular este valor la herramienta mide la tasa de cambio de la elevación de las celdas del DSM con respecto a sus 8 adyacentes [53]. Al finalizar el proceso de cálculo se obtiene un ráster cuyas celdas contienen un valor de pendiente en grados, en un rango entre de 0° (horizontal) a 90° (vertical).

Los datos LiDAR incorporan ruido que introducen variaciones de pendiente dentro de un mismo segmento de tejado con una inclinación característica [30]. Para reducir estas variaciones se utilizó la herramienta “filtro mayoritario” de ArcGIS que reemplaza el valor de una celda en función a los datos de sus 8 celdas contiguas. El ráster resultante refleja la pendiente de los segmentos de techo como se observa en la Figura 5a. De esta forma las celdas se clasificaron en base a su pendiente como especifica la Tabla II.

Tabla II: Clases de pendiente de segmentos de techo.

Valor de pendiente (°)	Clase
0-10	1
10-20	2
20-30	3
30-40	4
40-90	5

IV-B2. Orientación: La orientación es otro factor que determina el rendimiento de los SFV. Esta variable se define por el ángulo azimutal de los paneles (orientación horizontal con respecto al norte). Para establecer la orientación de los segmentos de techo se utilizó la herramienta “orientación” del toolbox spatial analyst de ArcGIS. Esta herramienta aplica un algoritmo para

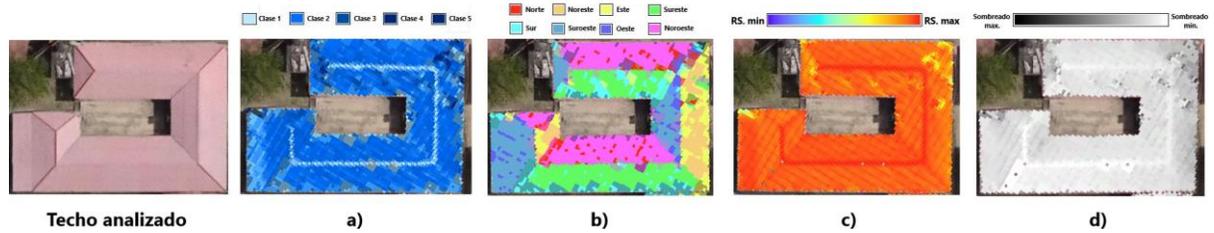


Figura 5: Procesamiento de características de un tejado: a) pendiente b) orientación c) radiación solar anual d) sombreado.

determinar el cambio de la pendiente descendente de una celda con respecto a sus 8 adyacentes [54]. Su ejecución proporciona un ráster en el que cada celda contiene un valor en grados que definirá su ángulo de iluminación y que se asocia a una de las 9 clases de orientación (plano y ocho puntos cardinales).

Se utiliza un filtro mayoritario para reducir las variaciones de orientación por el ruido de los datos LiDAR [30]. Para determinar la orientación de cada segmento de techo se calculó el valor medio del ángulo de todas las celdas que se encuentran dentro del perímetro de la huella [40]. El resultado es un ráster en el que se observa la orientación de las celdas como muestra la Figura 5b y que se clasificó según los rangos de la Figura 6.

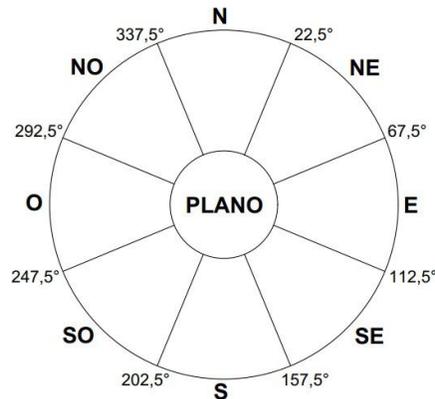


Figura 6: Clases de orientación de segmentos de techo (Adaptado de la Ref. [33]).

IV-B3. Radiación solar: La cantidad de radiación solar recibida en un tejado no solo se limita por características propias de la cubierta (pendiente y orientación). También influye las sombras proyectadas por elementos externos que se encuentran en el área circundante como construcciones o vegetación. Se analizó la radiación incidente con la herramienta “radiación solar de áreas” del toolbox spatial analyst de ArcGIS. La misma calcula la cantidad de energía solar recibida en cada celda del DSM utilizando el algoritmo de cuenca visual hemisférica de Fu y Rich [55], [56]. En sus cálculos considera factores como: direcciones acimutales, transmisividad hemisférica o la proporción de radiación difusa, pero no toma en cuenta la radiación reflejada por superficies adyacentes [57].

Se parametrizó esta herramienta para determinar en todo el DSM la insolación recibida durante un año. De esta manera calculará la radiación incidente en las celdas del DSM de los techos considerando la reducción de la misma por la obstrucción de elementos cercanos. Los valores requeridos de proporción de radiación difusa y transmisividad se establecieron en 0.3 y 0.4 respectivamente, esto para simular las condiciones hemisféricas de cielo poco nublado de la zona [43]. Con estos valores se obtuvo en ArcGIS una RS anual cercana a los 1,696 kWh/m², cifra reportada en [58] que se caracterizó en base a mediciones de una estación meteorológica próxima al área de análisis. Al finalizar la ejecución se obtiene un ráster en el que cada celda contiene el valor de radiación total recibida durante el año en Wh/m² como se observa en la Figura 5c.

IV-B4. Sombreado: La herramienta radiación solar por áreas de ArcGIS presenta la opción de generar un ráster cuyas celdas contienen el valor de horas de radiación directa que recibe durante el año (Figura 5d). Esta imagen permite tener una referencia visual de cómo afecta la sombra sobre los tejados para que en el proceso de implementación de los SFV se excluyan las zonas excesivamente sombreadas.

IV-C. Análisis de techos

Para determinar los segmentos de techos que son convenientes para la instalación de SFV se evalúa las celdas del DSM en base a sus atributos de: pendiente, radiación recibida y área disponible. Las celdas y tejados no han sido segregados por

su orientación debido a que la zona de estudio se ubica a una latitud de -3.27° (cercana a 0). Investigaciones como [59] y [60] concluyen que en zonas ecuatoriales este factor no limita significativamente el rendimiento de los SFV como si ocurre en lugares de altas latitudes.

En esta investigación las celdas pertenecientes a los segmentos de techo se consideran aptas luego de haber cumplido el proceso de selección basado en los siguientes requerimientos:

- **Pendiente:** Se estableció que el rango aceptable de inclinación de las celdas del ráster de pendiente de los techos sea de 0 a 30° . Para considerar estos valores se tomó como referencia la investigación [59]. En donde se concluye que las pérdidas de los SFV en la ciudad de Cuenca (latitud -2.9° muy cercana a la de Santa Isabel) son significativas a partir de los 30° (ver Figura 7a).
- **Radiación Incidente:** las celdas del ráster de radiación deben cumplir con un valor de $1,200 \text{ kWh/m}^2$ de radiación anual. Se seleccionó este límite ya que la RS de los techos no idóneos (clase 4 y 5) se encuentra por debajo de este valor como indican las estadísticas de la sección V-B. Además, con este límite se excluyen las zonas excesivamente sombreadas y solamente mantendrán las celdas que tengan como mínimo un valor de $1,920$ horas de radiación directa al año (ver Figura 7b).
- **Área disponible:** Para considerar que un segmento de techo es apto debe tener un área que supere los 10 m^2 . Se estableció este valor para instalar como mínimo un PV pequeño, ya que normalmente se requiere un área libre de 7.43 m^2 por kW instalado [61]. También se tomó en cuenta normas de instalación que recomiendan que los paneles deben colocarse por lo menos a 0.3 m del borde del tejado [62] (ver Figura 7c).

Aplicar estos criterios de selección permite obtener un mapa en el que visualizan las áreas óptimas de cada segmento para la instalación de SFV. De esta manera se asegura que estos sistemas tendrán una alta eficiencia y viabilidad económica para que su implementación a futuro resulte atractiva.

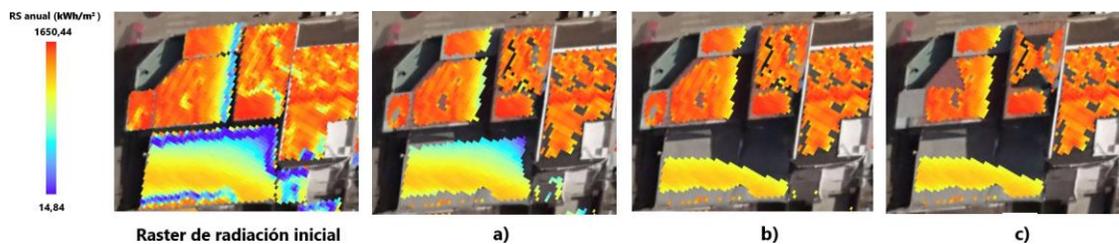


Figura 7: Proceso de segregación por: a) Pendiente b) Radiación c) Área disponible

V. RESULTADOS

El procesamiento y análisis de tejados realizados con ArcGIS permitió determinar las características geométricas de los segmentos de techo y sus superficies aptas para SFV. Estos datos son utilizados para estimar con un script desarrollado en Matlab los PotFV: teórico, técnico y económico. Los resultados de este último se utilizarán para calcular indicadores de beneficio social y ambiental para el vecindario analizado.

V-A. Potencial fotovoltaico teórico

Para calcular el PotFV teórico se aplicó la Ecuación 1, cabe recalcar que este potencial se determina en base al área disponible y los valores de RS incidente en esta. Cada segmento de techo se identifica con i , sus áreas en m^2 se asignan en A_{seg} , mientras que RS_{anual} representa su RS anual promedio en kWh/m^2 .

$$PotFV_{teorico} = \sum_i A_{seg_i} \cdot RS_{anual_i} \quad (1)$$

Se determinó que el área total disponible de los tejados del área del estudio es $43,842 \text{ m}^2$. Esto permitió estimar un PotFV teórico anual de 62.39 GWh .

V-B. Pendiente, orientación y área disponible

Para mejorar la visualización de los resultados, en las Figuras 8 y 9 las clases de pendiente y orientación siguen el mismo esquema de color de clasificación de ArcGIS presentados de la Figura 5 a y b.

Al determinar las características topográficas de los 868 segmentos de techo se puede discernir que el 86 % se agruparon por pendiente como clase 1, 2 y 3 (0 a 30°) como se observa en la Figura 8a. Esta mayoría representan áreas con inclinaciones óptimas Según [59] si los SFV se instalan con la misma pendiente que los tejados. Para los paneles a ser instalados en techos clase 1 se podría aumentar su inclinación ya que la acumulación de polvo es mayor cuando la pendiente es cercana a 0° [63].

Los resultados de la clasificación por orientación se observan en la Figura 8b. Se advierte que la mayoría de los segmentos de techo (26.8 %) se orientan hacia el Sureste. Considerando que en las zonas cercanas a Cuenca-Ecuador el rendimiento de los SFV orientados al este es mayor [59], [64] se obtiene un porcentaje significativo de ubicaciones óptimas por orientación (49 %) al agrupar: noroeste, este y sureste.

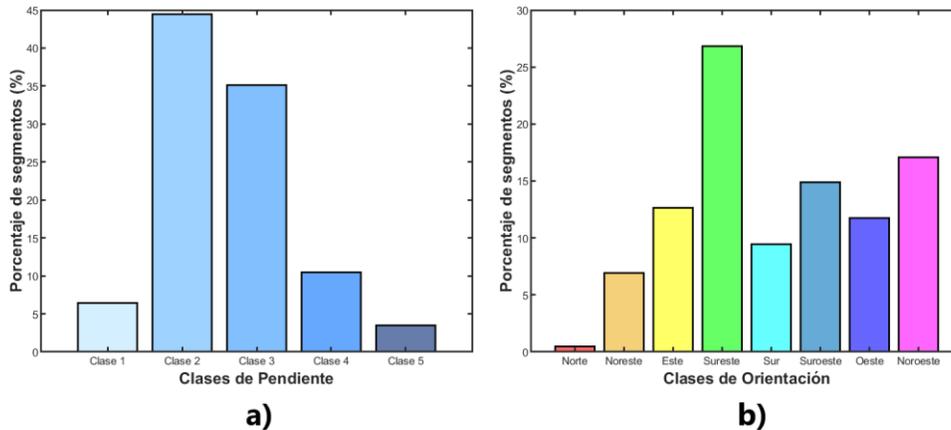


Figura 8: Porcentajes de techo en base a) Pendiente b) Orientación

En la Figura 9 se presentan diagramas de cajas, útiles para representar estadísticas descriptivas de los datos bajo análisis. La línea roja intermedia refleja la mediana del conjunto de valores, las cajas coloreadas representan respectivamente los percentiles 25 y 75, los valores mínimo y máximo se disciernen por las líneas interpuntadas mientras que los datos atípicos se representan con el símbolo cruz.

La relación radiación incidente-inclinación de los tejados se observa en la Figura 9a, para esto se analizó los 233 segmentos de techo orientados al sureste. Al consultar los resultados de este diagrama se constata que la captación de radiación es mayor en los techos con inclinaciones cercanas a la horizontal. Se observa que las estadísticas de radiación incidente son mucho menores a partir de los techos de clase 4 y 5, los valores atípicos en cada clase se producen por techos afectados por sombras.

En la Figura 9b se muestra la relación radiación-orientación, esto se consiguió examinando los 386 segmentos de techo con pendiente clase 2. Las estadísticas de radiación recibida por techos con distintas orientaciones no presentan una variación significativa, confirmando que en zonas ecuatoriales este no es un factor que afecte significativamente la producción de los SFV. La mayor captación de radiación se da en los tejados orientados al este (excluyendo el único techo orientado al norte). Y observa que los valores atípicos nuevamente se deben a techos afectados por sombras.

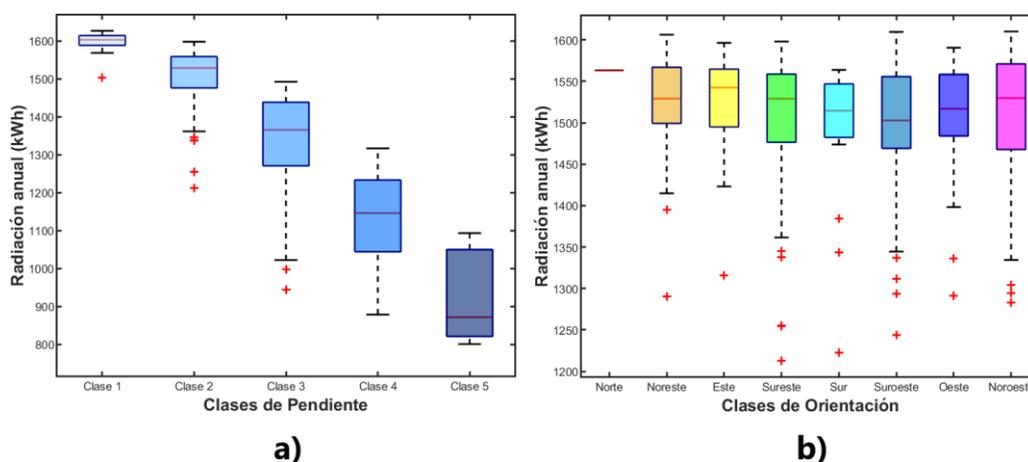


Figura 9: Diagrama de cajas: a) relación radiación-pendiente de techos orientados al sureste, b) relación radiación-orientación de techos con pendiente clase 2.

Al iniciar el proceso de segregación de los segmentos de tejado el área total disponible de estos representó 43,842 m². Luego de separar las celdas que tenían una pendiente superior a 30° el área se redujo a 38,528 m². Empleando la condición de que las celdas deben recibir por lo menos 1,200 kWh/m² al año la superficie disminuyó a 31,213 m². Aplicando la condición de que los segmentos deben superar los 10 m² de superficie adecuada el área utilizable se estableció en 30,163 m² es decir un

68.8 % del total. Además, se determinó que del total de 868 segmentos de techo, 660 son convenientes para implementar SFV que corresponde a un 76 % del total.

V-C. Potencial fotovoltaico técnico

Para determinar el PotFV técnico de los tejados de la zona se considera el rendimiento de los SFV y la reducción de área útil por factores constructivos. Para esto se emplea una técnica de factores de reducción basada en la metodología de la investigación [32]. La misma se aplicó a cada segmento para determinar su área útil utilizando la Ecuación 2, mientras que el PotFV técnico se calculó con la Ecuación 3.

$$A_{UTIL} = C_{CON} \cdot C_{PROT} \cdot C_{SH} \cdot C_{SA} \cdot C_{AZ} \cdot C_{SL} \cdot C_{GCR} \cdot A_{SEG} \quad (2)$$

En donde:

- A_{UTIL} : superficie útil en m² para implementar SFV.
- C_{CON} : factor de reducción por restricciones constructivas.
- C_{PROT} : factor que considera la cantidad de edificios históricos o protegidos.
- C_{SH} : restricción debida al sombreado mutuo entre edificios.
- C_{SA} : restricción que considera el espacio necesario para acceso y mantenimiento.
- C_{AZ} : factor determinado por la orientación del tejado.
- C_{SL} : factor determinado por la pendiente del techo.
- C_{GCR} : restricción que considera el espaciado entre PV's.
- A_{SEG} : área disponible en m² de cada segmento de techo.

$$PotFV_{TEC} = RS_{ANUAL} \cdot A_{UTIL} \cdot \eta_{EF} \cdot \eta_{TH} \cdot \eta_{AZ} \cdot \eta_{PR} \quad (3)$$

En donde:

- $PotFV_{TEC}$: PotFV técnico de cada segmento de techo en kWh/año.
- RS_{ANUAL} : radiación solar anual promedio de cada segmento de techo en kWh/año.
- A_{UTIL} : superficie útil en m² para implementar SFV.
- η_{EF} : eficiencia de los PV's, en este estudio se analiza el PotFV considerando la eficiencia de paneles de silicio y de película delgada.
- η_{TH} : factor de reducción del rendimiento de un PV por factores meteorológicos como temperatura e irradiación.
- η_{AZ} : determina las pérdidas debido a la orientación de los PV's.
- η_{PR} : representa el Performance Ratio que considera pérdidas del inversor, cableado, mismatching, etc.

Tabla III: Valores asignados a factores de reducción.

Factor	Valor	Fuente	Justificación
C_{CON}	0.8 techos clase 1 0.9 techos clase 2 y 3	[32]	
C_{PROT}	1		No se registran en datos de catastro edificios históricos
C_{SH}	1		Considerado en el análisis realizado con ArcGIS.
C_{SA}	0.97 techos clase 1 1 techos clase 2 y 3	[32]	
C_{AZ}	1		No se segregan techos por su orientación
C_{SL}	1		Considerado en el análisis realizado con ArcGIS.
C_{GCR}	0.62 techos clase 1 1 techos clase 2 y 3	[65]	
η_{EF}	0.16 PV silicio 0.11 PV película delgada	[32]	
η_{TH}	0.97	[66]	
η_{AZ}	1		Considerado en el análisis realizado con ArcGIS.
η_{PR}	0.84	[66]	

Para determinar el porcentaje de demanda que puede ser cubierto con SFV se analizó el consumo promedio de energía eléctrica anual de los 322 inmuebles que se encuentran en la zona de análisis. Estos datos fueron facilitados por la empresa distribuidora Centrosur y corresponden al año 2022. Se contabilizó un consumo anual de 0.97 GWh [67].

El PotFV técnico con paneles de silicio (4.85 GWh) puede abastecer 4.97 veces la demanda del área analizada, si se considera utilizar paneles de película delgada (3.34 GWh) este valor se reduciría a 3.42. El procedimiento planteado permitió seleccionar los 119 segmentos de techo con mayor PotFV para abastecer completamente la demanda, los mismos representan un área de 5,877 m² (13.4 % del total).

Para determinar la cantidad de PV's que pueden ser integrados en el área útil se ha examinado las características de paneles disponibles en el sector comercial ecuatoriano. Se estableció que la superficie de panel solar de 550 Wp monocristalino (uno de lo más comercializados) ocupa un área aproximada de 2.6 m². Considerando este dato se calculó la cantidad de PV's que pueden ser instalados en el área útil de cada segmento de techo, en total se podrían instalar 9,754 paneles del modelo mencionado.

V-D. Potencial fotovoltaico económico

Para evaluar el PotFV económico se plantea un posible escenario de implementación de techos fotovoltaicos. La demanda del vecindario analizado se supliría al instalar SFV cuya potencia pico total alcance los 6,968.92 kW si consideramos un factor de planta del 16 % (1,400 horas). Se determina el LCOE de este proyecto aplicando la Ecuación 4 [5].

$$LCOE = \frac{\sum_t (CAPEX_t + OPEX_t) \cdot (1 + d)^{-t}}{\sum_t (PVout_t) \cdot (1 + d)^{-t}} \quad (4)$$

Para los cálculos se asigna a t un valor de 25 que representa la vida útil en años de los SFV [48]. El $CAPEX_t$ representa los gastos de inversión, este valor se determinó considerando: precio promedio de 1,150 \$ por kW instalado y una tasa de interés del 8 %. Los costos de operación y mantenimiento se establecen en $OPEX_t$ con un valor inicial de 26 \$/kW [68] y un incremento anual del 2 %. Para la producción de Energía $PVout_t$ se consideró una degradación anual de 0.5 % de los paneles. El factor d representa la tasa de descuento al que se le asignó un valor de 10 % Según [12].

El LCOE resultante es de 12.37 c\$/kWh que presenta una disminución del 32.4 % con respecto a los valores obtenidos en 2017 en la investigación [68]. Estos resultados son coherentes con los datos de reportes como [5] o [12], que evidencian la reducción continua de este valor para los SFV. Si esta tendencia continúa el LCOE en un futuro cercano puede llegar a igualar o a ser menor por ejemplo a los 9.2 c\$/kWh que corresponde al costo de energía eléctrica para la categoría residencial [69].

V-E. Beneficio ambiental

En este apartado se analiza los beneficios desde el punto de vista ambiental si se considera implementar el sistema de generación de energía descrito en la sección anterior. Para esto se ha calculado las emisiones de toneladas de CO_2 evitadas aplicando la Ecuación 5.

$$Emisiones = FE \cdot PVout_t \quad (5)$$

El factor de emisiones FE expresado en Toneladas de CO_2 /MWh, permite calcular la reducción de emisiones de CO_2 en el proceso de producción de energía eléctrica con fuentes renovables. Mientras que $PVout_t$ representa la producción de energía durante la vida útil del proyecto. En el cálculo se consideró un valor de FE de 0.2957 Ton CO_2 /MWh propio para un proyecto de generación solar [70]. Se determinó que energía producida $PVout_t$ durante los 25 años considerando la degradación de los PV's es de 23 GWh. Al implementar el proyecto mencionado se podría evitar la emisión de 6,805 Toneladas de CO_2 al ambiente durante la vida útil del proyecto.

V-F. Beneficio social

Las plazas de empleo necesarias para instalar y operar el proyecto fotovoltaico se determinan mediante la Ecuación 6 [68]. En donde el número de trabajos (empleos-año/GWh) se calculan tomando en cuenta los años de operación (t), horas de operación al año del proyecto (T), empleos necesarios para construcción, instalación y mantenimiento (CIM), y personal necesario para las tareas de operación y mantenimiento (OM).

$$Trabajos_{tot} = \left(\frac{CIM}{t} + OM \right) \cdot \frac{1000}{T} \quad (6)$$

Para los cálculos se asignaron los siguientes valores: $t=25$ años, $T = 1,400$ horas, $CIM = 19.7$, $OM = 0.7$, los dos últimos valores fueron tomados del reporte [71]. El factor de creación de empleos se estableció en 1.06 empleos-año/GWh. Es decir, durante la implementación y vida útil del proyecto se pueden crear 24.4 empleos, que es significativo si se considera que el área analizada es de 0.1 km².

En la tabla 4 se presenta un resumen de los resultados obtenidos durante el desarrollo de esta investigación.

Tabla IV: Clases de pendiente de segmentos de techo.

Parámetro	Valor	Unidad
Área analizada	0.1	km ²
Superficie disponible de techos	43,842	m ²
PotFV teórico	62.39	GWh
Superficie apta para SFV	30,163	m ²
Segmentos de techos aptos	76	%
PotFV técnico con PV's de silicio	4.85	GWh
PotFV técnico con PV's de película delgada	3.34	GWh
Demanda de la zona analizada	0.97	GWh
Área necesaria para abastecer la demanda con PV's de silicio	5,877	m ²
Potencia con SFV para abastecer la demanda	6,968.92	kWp
LCOE	12.37	c\$/kWh
Emisiones evitadas al implementar proyecto solar	6,805	Ton CO ₂
Trabajos creados al implementar proyecto solar	24.4	Empleos

VI. DISCUSIÓN Y TRABAJO FUTURO

El propósito de este trabajo fue establecer una metodología LiDAR replicable para determinar el PotFV en entornos urbanos. La caracterización de: área, pendiente y orientación de los tejados de este procedimiento supera ampliamente en exactitud a metodologías como [23] o [25] que suponen de manera simple la forma de los mismos. El tiempo destinado para esta caracterización es reducido si lo comparamos con investigaciones como [20], [21] o [24] en las que se requiere un procedimiento de inspección en sitio.

El PotFV teórico anual de los tejados de la zona analizada (0.1 km²) es de 62.39 GWh. Este resultado casi duplica el valor de 34 GWh presentado por Redweik et al. [29] cuyo trabajo examinó los techos en un área ligeramente más amplia (0.16 km²). El PotFV técnico estimado en este artículo puede abastecer 4.97 veces el valor de la demanda de energía eléctrica si se utiliza PV's de silicio. Este resultado contrasta con investigaciones que utilizan una metodología similar como [32] o [33] cuyos datos indican que el PotFV alcanzaría a abastecer solamente el 77 % y 38 % de la demanda respectivamente.

La diferencia en los resultados antes mencionados radica que en latitudes altas la RS captada por los techos en el año es menor debido a la estacionalidad. Además, para estas locaciones durante el proceso en el que se determina el PotFV técnico muchos techos son segregados por su orientación poco atractiva para implementar SFV. Esta situación se evidencia por ejemplo en [37] en donde 56 % de los techos son idóneos para SFV, o en [30] en donde se demuestra que 48.6 % del área total de los tejados cumple esta condición. Estos valores se ven superados por los resultados de esta investigación ya que la zona analizada se encuentra cerca de la línea ecuatorial. Esto favorece a que un 76 % de los segmentos de techo y 68.8 % del área total sean aptas para SFV ya que no se realiza un proceso de segregación por orientación y la RS recibida presenta poca variación a lo largo del año.

Frente a los resultados con investigaciones realizadas en urbes ecuatorianas se ha encontrado diferencias con trabajos como el de Tian et al. [23]. Quienes determinan que 21 % del área de techos tiene el PotFV suficiente para abastecer la demanda, nuestros resultados apuntan a que solamente es necesario un 13.4 %. En el caso del estudio de Barragán et al. [25] se calcula que la producción de energía con techos fotovoltaicos puede superar 3.19 veces la demanda, mientras que nuestros cálculos demuestran que este valor llega a ser de 4.97. Estas discrepancias en los resultados pueden deberse a un consumo de energía eléctrica más elevado en las urbes analizadas en dichos estudios. Esta situación requiere un examen más profundo en el que se puede analizar la densidad poblacional y su demanda eléctrica, objetivo que se encuentra fuera del alcance de este artículo.

Al comparar la metodología planteada con la de trabajos desarrollados por Bayrakci et al. [30], Gagnon et al. [40] o Mansouri et al. [33], se advierte similitudes en el proceso de selección de superficies idóneas de los tejados para SFV. Sin embargo, en este trabajo se han aplicado factores de reducción constructivos sobre las zonas aptas, esto permite alcanzar una aproximación más precisa a un escenario de implementación real. Además de incorporar un script de Matlab que complementa y automatiza aún más el proceso de cálculo del PotFV. Los resultados del cálculo de PotFV con el método planteado pueden mejorar al considerar la eficiencia no lineal de los PV's como en [31], o disponer de mediciones reales de RS como en [33] esto permitiría modelar y aproximar de mejor manera este factor en un software de análisis como ArcGIS.

Con la finalidad de obtener resultados exactos en esta investigación se creó esta capa de manera manual debido a que la zona de análisis fue relativamente contenida. Sin embargo, la metodología descrita en este trabajo es aplicable para contextos extensos (provincial o nacional) utilizando los datos LiDAR con capas de huellas de edificios creadas con aprendizaje profundo disponibles en [72] o [73]. Estos datos permitirían prescindir de una ortofoto para delimitar las huellas a la vez que no sería necesario destinar tiempo a crear la capa mencionada.

Se determinó la cantidad de superficie idónea para instalar SFV en cada segmento de techo. Para realizar una implementación real es necesario colocar de manera óptima los PV's en las superficies aptas, la Figura 10 representa esta situación utilizando un proceso manual. Al analizar zonas extensas este procedimiento no representa una opción eficaz por su alta demanda de

tiempo. Para solventar este inconveniente se puede desarrollar un algoritmo de ajuste de PV's en techos como el planteado en [35]. Se ha detectado una oportunidad de mejora de este algoritmo ya que normalmente considera toda la superficie de un techo para colocar PV's sin segregar las zonas poco aptas. Aplicando la metodología de esta investigación se puede obtener el ráster de superficies idóneas para que posteriormente el algoritmo coloque de manera óptima los PV's en base al ráster mencionado.

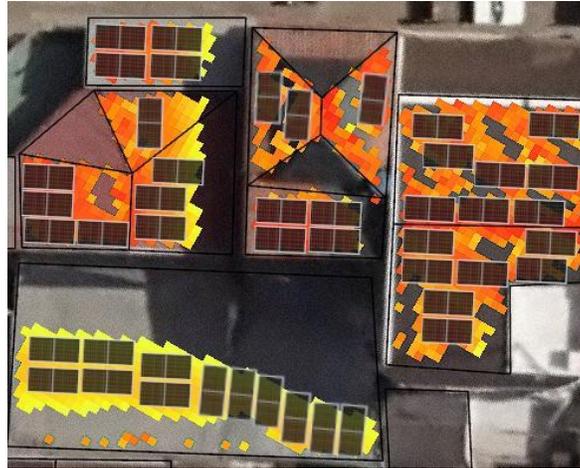


Figura 10: Distribución manual de PV's en superficies aptas

VII. CONCLUSIONES

Este artículo presentó una metodología LiDAR para estimar el PotFV: teórico, técnico y económico de los tejados de un centro urbano típico de Ecuador. Se ha contribuido con el desarrollo de un script en Matlab para analizar las estadísticas de los tejados y calcular su PotFV utilizando factores de reducción sin importar la extensión del área analizada. Se demostró el potencial de la tecnología LiDAR para caracterizar de manera precisa las geometrías de los techos. Esta información es la base para estimar el PotFV y extraer superficies óptimas de cada tejado. Los resultados obtenidos permitieron plantear y analizar la viabilidad de un proyecto fotovoltaico que podría beneficiar al medio ambiente y a la población que se encuentra en la zona de implantación.

Las ventajas mencionadas y las posibles mejoras que puedan incorporarse a futuro podrían establecer este método como un estándar para estimar el PotFV y asegurar la proliferación de techos solares en Ecuador. Esta hipótesis se sustenta en que la metodología planteada actualmente ya podría generar mapas de zonas aptas para SFV por cada segmento de tejado. Esta situación beneficia directamente a los posibles usuarios que opten por instalar SFV para autoconsumo permitiendo eliminar costos de inspección para establecer dichas zonas.

Una barrera actual para el uso de LiDAR en Ecuador es la baja o inexistente disponibilidad de nubes de puntos LiDAR de áreas urbanas extensas. Gobiernos locales o entidades del sector eléctrico público y privado pueden aumentar su interés por el uso de esta tecnología para determinar el PotFV de las urbes al revisar la metodología presentada.

Esperamos que los resultados de este artículo impulsen decisiones favorables para adoptar el uso de techos fotovoltaicos. El descenso continuo del LCOE de estos sistemas en conjunto con la reducción de pérdidas por Distribución y transmisión de energía los convierten en una opción atractiva para electrificar las ciudades. Además, los SFV pueden colaborar en el proceso de cambio de la matriz energética del Ecuador al diversificar y no depender de tecnologías de generación convencionales.

REFERENCIAS

- [1] H. S. P. ONU, "World cities report 2022 envisaging the future of cities," 2022.
- [2] ONU, "Objetivos de desarrollo sostenible, energía asequible y no contaminante: Por qué es importante," 2016.
- [3] D. of Economic and S. A. ONU, "World urbanization prospects 2018 highlights," 2019.
- [4] A. Brown, P. Beiter, D. Heimiller, C. Davidson, P. Denholm, J. Melius, A. Lopez, D. Hettinger, D. Mulcahy, and G. Porro, "Estimating renewable energy economic potential in the united states: Methodology and initial results," 2014.
- [5] T. W. Bank, "Global photovoltaic power potential by country," 2020.
- [6] IRENA, "Rise of renewables in cities energy solutions for the urban future," 2020.
- [7] G. Li, Q. Xuan, M. W. Akram, Y. G. Akhlaghi, H. Liu, and S. Shittu, "Building integrated solar concentrating systems: A review," *Applied Energy*, vol. 260, p. 114288, 2 2020.
- [8] R. E. P. N. for the 21st Century, "Renewables 2022 global status report," 2022.
- [9] ARCERNR, "Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano," 2021.
- [10] D. Vaca and F. Ordoñez, "Mapa solar del ecuador 2019," 2020.
- [11] J. Cevallos-Sierra and J. Ramos-Martín, "Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of ecuador," 2018.
- [12] IRENA, "Renewable power generation costs in 2021," 2022.

- [13] ARCERNNR, “Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2022,” 2023.
- [14] S. Castellanos, D. A. Sunter, and D. M. Kammen, “Rooftop solar photovoltaic potential in cities: How scalable are assessment approaches?,” *Environmental Research Letters*, vol. 12, 12 2017.
- [15] A. A. A. Gassar and S. H. Cha, “Review of geographic information systems-based rooftop solar photovoltaic potential estimation approaches at urban scales,” *Applied Energy*, vol. 291, 6 2021.
- [16] J. Melius, R. Margolis, and S. Ong, “Estimating rooftop suitability for pv: A review of methods, patents, and validation techniques,” 2013.
- [17] B. P. Laevens, O. ten Bosch, F. P. Pijpers, and W. G. van Sark, “An observational method for determining daily and regional photovoltaic solar energy statistics,” *Solar Energy*, vol. 228, pp. 12–26, 11 2021.
- [18] P. R. Defaix, W. G. van Sark, E. Worrell, and E. de Visser, “Technical potential for photovoltaics on buildings in the eu-27,” *Solar Energy*, vol. 86, pp. 2644–2653, 9 2012.
- [19] M. O. Dioha and A. Kumar, “Rooftop solar pv for urban residential buildings of nigeria: A preliminary attempt towards potential estimation,” *AIMS Energy*, vol. 6, pp. 710–734, 2018.
- [20] J. Ordóñez, E. Jadraque, J. Alegre, and G. Martínez, “Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in andalusia (spain),” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 2122–2130, 2010.
- [21] I. Ali, G. M. Shafiullah, and T. Urmee, “A preliminary feasibility of roof-mounted solar pv systems in the maldives,” 3 2018.
- [22] A. H. Dehwah, M. Asif, and M. T. Rahman, “Prospects of pv application in unregulated building rooftops in developing countries: A perspective from saudi arabia,” *Energy and Buildings*, vol. 171, pp. 76–87, 7 2018.
- [23] A. Tian, D. Zund, and L. M. Bettencourt, “Estimating rooftop solar potential in urban environments: A generalized approach and assessment of the galápagos islands,” *Frontiers in Sustainable Cities*, vol. 3, 6 2021.
- [24] E. Zalamea-León, J. Mena-Campos, A. Barragán-Escandón, D. Parra-González, and P. Méndez-Santos, “Urban photovoltaic potential of inclined roofing for buildings in heritage centers in equatorial areas,” *Journal of Green Building*, vol. 13, pp. 45–69, 2018.
- [25] A. Barragán-Escandón, E. Zalamea-León, and J. Terrados-Cepeda, “Incidence of photovoltaics in cities based on indicators of occupancy and urban sustainability,” *Energies*, vol. 12, 2 2019.
- [26] J. A. C. Toledo, T. D. Castillo, J. R. Castro, and J. L. Jaramillo, “Estimation of roof-mounted solar photovoltaic potential using a multicriteria methodology— a case study in an university campus in loja, ecuador,” Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022.
- [27] P. Flores-Chafla, D. Pesantez-Peñafiel, E. F. Zalamea-León, and E. A. Barragán-Escandón, “Photovoltaic capacity and integration in mid-rise multifamily buildings in the andean equatorial region,” *Architecture, City and Environment*, vol. 15, 2021.
- [28] I. Berneo, L. Matute, E. Barragán-Escandón, X. Serrano-Guerrero, and E. Zalamea-León, “Technical and economic feasibility study of a solar plant on a commercial surface in azogues, ecuador,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 19, pp. 177–183, 9 2021.
- [29] P. Redweik, C. Catita, and M. Brito, “Solar energy potential on roofs and facades in an urban landscape,” *Solar Energy*, vol. 97, pp. 332–341, 11 2013.
- [30] M. B. Boz, K. Calvert, and J. R. S. Brownson, “An automated model for rooftop pv systems assessment in arcgis using lidar,” *AIMS Energy*, vol. 3, pp. 401–420, 2015.
- [31] N. Lukač, S. Seme, D. Zlaus, G. Stumberger, and B. Zalik, “Buildings roofs photovoltaic potential assessment based on lidar (light detection and ranging) data,” *Energy*, vol. 66, pp. 598–609, 3 2014.
- [32] L. R. Rodríguez, E. Duminil, J. S. Ramos, and U. Eicker, “Assessment of the photovoltaic potential at urban level based on 3d city models: A case study and new methodological approach,” *Solar Energy*, vol. 146, pp. 264–275, 2017.
- [33] F. M. Kouhestani, J. Byrne, D. Johnson, L. Spencer, P. Hazendonk, and B. Brown, “Evaluating solar energy technical and economic potential on rooftops in an urban setting: the city of lethbridge, canada,” *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, vol. 10, pp. 13–32, 3 2019.
- [34] K. Suomalainen, V. Wang, and B. Sharp, “Rooftop solar potential based on lidar data: Bottom-up assessment at neighbourhood level,” *Renewable Energy*, vol. 111, pp. 463–475, 2017.
- [35] T. N. de Vries, J. Bronkhorst, M. Vermeer, J. C. Donker, S. A. Briels, H. Ziar, M. Zeman, and O. Isabella, “A quick-scan method to assess photovoltaic rooftop potential based on aerial imagery and lidar,” *Solar Energy*, vol. 209, pp. 96–107, 10 2020.
- [36] M. C. Brito, P. Redweik, C. Catita, S. Freitas, and M. Santos, “3d solar potential in the urban environment: A case study in lisbon,” *Energies*, vol. 12, 9 2019.
- [37] J. Martín-Jiménez, S. D. Pozo, M. Sánchez-Aparicio, and S. Lagueta, “Multi-scale roof characterization from lidar data and aerial orthoimagery: Automatic computation of building photovoltaic capacity,” *Automation in Construction*, vol. 109, 1 2020.
- [38] N. Lukač, D. Spelič, G. Stumberger, and B. Zalik, “Optimisation for large-scale photovoltaic arrays’ placement based on light detection and ranging data,” *Applied Energy*, vol. 263, 4 2020.
- [39] J. K. Jurasz, P. B. Dabek, and P. E. Campana, “Can a city reach energy self-sufficiency by means of rooftop photovoltaics? case study from poland,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 245, 2 2020.
- [40] P. Gagnon, R. Margolis, J. Melius, C. Phillips, and R. Elmore, “Rooftop solar photovoltaic technical potential in the united states: A detailed assessment,” 2016.
- [41] A. L. Montealegre, S. García-Pérez, S. Guillén-Lambea, M. Monzón-Chavarrías, and J. Sierra-Pérez, “Gis-based assessment for the potential of implementation of food-energy-water systems on building rooftops at the urban level,” *Science of the Total Environment*, vol. 803, 1 2022.
- [42] M. Horváth, D. Kassai-Szóó, and T. Csoknyai, “Solar energy potential of roofs on urban level based on building typology,” *Energy and Buildings*, vol. 111, pp. 278–289, 1 2016.
- [43] C. Zhunio and M. Avila, “Recomendaciones bioclimáticas para el diseño arquitectónico de vivienda unifamiliar en el clima ecuatorial mesotérmico seco, ubicado en el cantón santa isabel, provincia del azuay,” 2016.
- [44] I. N. de Estadística y Censos, “Resultados del censo 2010: Datos del cantón santa isabel,” 2010.
- [45] M. Tapia, D. Heinemann, D. Ballari, and E. Zondervan, “Spatio-temporal characterization of long-term solar resource using spatial functional data analysis: Understanding the variability and complementarity of global horizontal irradiance in ecuador,” *Renewable Energy*, vol. 189, pp. 1176–1193, 4 2022.
- [46] A. N. de la Republica del Ecuador, “Constitución de la república del ecuador,” 2008.
- [47] A. N. de la Republica del Ecuador, “Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica,” 2015.
- [48] ARCERNNR, “Regulación nro. arcernnr-001/21,” 2021.
- [49] Y. Huang, Z. Chen, B. Wu, L. Chen, W. Mao, F. Zhao, J. Wu, J. Wu, and B. Yu, “Estimating roof solar energy potential in the downtown area using a gpu-accelerated solar radiation model and airborne lidar data,” *Remote Sensing*, vol. 7, pp. 17212–17233, 12 2015.
- [50] T. Santos, N. Gomes, S. Freire, M. C. Brito, L. Santos, and J. A. Tenedório, “Applications of solar mapping in the urban environment,” *Applied Geography*, vol. 51, pp. 48–57, 2014.
- [51] A. Vulkan, I. Kloog, M. Dorman, and E. Erell, “Modeling the potential for pv installation in residential buildings in dense urban areas,” *Energy and Buildings*, vol. 169, pp. 97–109, 6 2018.
- [52] J. B. Kodysh, O. A. Omitaomu, B. L. Bhaduri, and B. S. Neish, “Methodology for estimating solar potential on multiple building rooftops for photovoltaic systems,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 8, pp. 31–41, 10 2013.
- [53] ESRI, “Cómo funciona pendiente,” 2023.
- [54] ESRI, “Cómo funciona orientación,” 2023.
- [55] Fu and Rich, “The solar analyst 1.0 user manual helios environmental modeling institute, llc,” 1999.

- [56] P. Fu and P. M. Rich, "A geometric solar radiation model and its applications in agriculture and forestry a geometric solar radiation model and its applications in agriculture and forestry*," 2000.
- [57] M. J. Mangiante, P. Y. Whung, L. Zhou, R. Porter, A. Cepada, E. Campirano, D. Licon, R. Lawrence, and M. Torres, "Economic and technical assessment of rooftop solar photovoltaic potential in brownsville, texas, u.s.a.," *Computers, Environment and Urban Systems*, vol. 80, 3 2020.
- [58] W. Macancela, E. Regalado, F. Campoverde, and F. Quizhpi, "Análisis técnico de un central solar para la producción de energía eléctrica en el cantón santa isabel de la provincia del azuay," 2013.
- [59] X. Serrano-Guerrero, E. Cantos, J. J. Feijoo, A. Barragán-Escandón, and J. M. Clairand, "Optimal tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar insolation: A case study in ecuador," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 11, 5 2021.
- [60] I. I. Torres and G. P. Portilla, "Evaluación de la eficiencia de paneles solares como sistema de captación de energía para edificaciones del área urbana de cuenca," 2017.
- [61] N. Shabbir, M. Usman, M. Jawad, M. H. Zafar, M. N. Iqbal, and L. Kutt, "Economic analysis and impact on national grid by domestic photovoltaic system installations in pakistan," *Renewable Energy*, vol. 153, pp. 509–521, 6 2020.
- [62] D. Assouline, N. Mohajeri, and J. L. Scartezzini, "Quantifying rooftop photovoltaic solar energy potential: A machine learning approach," *Solar Energy*, vol. 141, pp. 278–296, 1 2017.
- [63] T. Salamah, A. Ramahi, K. Alamara, A. Juaidi, R. Abdallah, M. A. Abdelkareem, E. C. Amer, and A. G. Olabi, "Effect of dust and methods of cleaning on the performance of solar pv module for different climate regions: Comprehensive review," 6 2022.
- [64] E. Zalamea-León and A. Barragán-Escandón, "Arquitectura, sol y energía," 2021.
- [65] E. A. Barragán-Escandón, E. F. Zalamea-León, J. Terrados-Cepeda, and P. F. Vanegas-Peralta, "Energy self-supply estimation in intermediate cities," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 129, 9 2020.
- [66] L. Bergamasco and P. Asinari, "Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Application to piedmont region (italy)," *Solar Energy*, vol. 85, pp. 1041–1055, 5 2011.
- [67] E. E. R. C. S. Ecuador, "Datos de consumo residencial y comercial del centro urbano del cantón santa isabel," 2023.
- [68] A. Barragán-Escandón, J. Terrados-Cepeda, E. Zalamea-León, and P. Arias-Reyes, "Electricity production using renewable resources in urban centres," *Proceedings of Institution of Civil Engineers: Energy*, vol. 171, pp. 12–25, 2 2018.
- [69] D. de regulación económica y tarifas del sector eléctrico, "Pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica año 2023," 2023.
- [70] M. de Energía y Minas del Gobierno del Ecuador, "Factor de emisión de co2 del sistema nacional interconectado de ecuador. informe 2022," 2023.
- [71] J. Rutovitz, E. Dominish, and J. Downes, "Calculating global energy sector jobs 2015 methodology update," 2015.
- [72] Google, "Open buildings," 2023.
- [73] M. B. Maps, "Building footprints," 2023.