

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO EN TEJADOS EN EL CANTÓN QUITO

Photovoltaic potential assessment on rooftops in Quito

	¹ Mariela Tapia *
	² Leonard Ramos
	² Detlev Heinemann
	³ Edwin Zondervan

¹ University of Bremen, Resilient Energy Systems Research Group, Bremen, Germany.

² University of Oldenburg, Institute of Physics, Energy Meteorology Group, Oldenburg, Germany.

³ University of Twente, Laboratory of Process Systems Engineering, Enschede, The Netherlands.

*mariela.tapia@uni-bremen.de

RESUMEN

Este trabajo tiene por objetivo evaluar el potencial técnico y económico de la energía solar fotovoltaica en tejados de las parroquias urbanas y rurales del cantón Quito en Ecuador. Para esto, primero se calculó el área disponible de tejados y terrazas usando datos de sistema de información geográfica. Posteriormente, se calculó la energía fotovoltaica que podría ser generada utilizando una herramienta de modelado en Python. Por último, se evaluó la factibilidad económica en términos del costo nivelado de electricidad (LCOE - por sus siglas en inglés) bajo tres escenarios financieros. Los resultados indican que existe una superficie total disponible de 61 km² en la que podría instalarse una capacidad total de 5403.74 MWp y generar un total de 7851.51 GWh al año, lo cual podría cubrir 2.3 veces el consumo de electricidad registrado en 2019 en el cantón. Sin embargo, la evaluación económica revela que esta tecnología es competitiva únicamente en el escenario financiero bajo. Por lo tanto, estos resultados pueden apoyar a las autoridades locales en la planificación y diseño de políticas y estrategias financieras para incrementar la penetración de sistemas fotovoltaicos en tejados y así explotar el gran potencial fotovoltaico evaluado en el cantón Quito.

Palabras Clave: *evaluación de recurso solar, generación fotovoltaica en tejados, potencial técnico-económico, sistemas de información geográfica, Ecuador.*

ABSTRACT

The objective of this work is to evaluate the technical and economic potential of photovoltaic solar energy on rooftops in urban and rural parishes in Quito, Ecuador. The assessment involves: the estimation of the available rooftop area using geographic information system data, the calculation of PV power generation using a modeling tool in Python, and the evaluation of the economic feasibility in terms of the levelized cost of electricity (LCOE) under three financial scenarios. The results indicate that there is a total available rooftop area of 61 km², on which a total capacity of 5403.74 MWp could be installed to generate a total of 7851.51 GWh per year, which could cover 2.3 times the electricity consumption of the city in 2019. However, the economic assessment shows that rooftop PV technology is only cost-competitive under the low financial scenario. Therefore, these findings can support local authorities in planning and designing policies and financial strategies to increase the penetration of rooftop PV and thus exploit the large PV potential evaluated in Quito.

Keywords: *Solar resource assessment, rooftop photovoltaic, techno-economic potential, geographic information systems, Ecuador.*



I. INTRODUCCIÓN

La energía solar continúa liderando la expansión de la capacidad de generación renovable a nivel mundial (1). El uso de sistemas fotovoltaicos (FV) instalados en tejados y fachadas de edificaciones, o integrados en ellas, está aumentando en ciudades de regiones desarrolladas como Europa y Norteamérica. Esto se debe no solo a la flexibilidad y escalabilidad de esta tecnología, sino también a su rápido desarrollo, que ha reducido los costos de los módulos fotovoltaicos en más de un 85% entre 2009 y 2018 en la mayoría de los mercados (2).

El desarrollo de sistemas FV en las ciudades puede producir energía limpia para satisfacer la demanda de electricidad urbana y, al mismo tiempo, fomentar nuevos negocios y crear oportunidades de empleo local (3). No obstante, el despliegue de sistemas FV en ciudades de países en desarrollo, que cuentan con un mayor potencial solar, a menudo se encuentra en una fase más temprana (3). Este es el caso de Ecuador, un país con un importante potencial de energía solar, ya que casi el 55% de su territorio presenta niveles de radiación solar superiores a 4.1 kWh/m²/d (4). No obstante, la participación de la generación FV en la matriz energética es aún marginal, con una producción total de energía eléctrica del 0,1% en 2020, proveniente de una capacidad total instalada de 27.63 MW (5), la cual en su mayoría corresponde a sistemas fotovoltaicos instalados en suelo.

Sin embargo, el reciente marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica (6) ha fomentado el despliegue de la tecnología FV y hasta marzo 2021 se reportaron 80 sistemas de este tipo de tecnología con una capacidad total instalada de 3 MW para autoconsumo de usuarios residenciales, comerciales e industriales (7).

Para promover un mayor despliegue de los sistemas FV en las ciudades ecuatorianas, el presente trabajo tiene por objeto evaluar el potencial técnico y económico de sistemas FV instalados en tejados o terrazas en el cantón Quito, que comprende 32 parroquias urbanas y 33 parroquias rurales y tiene una población de aproximadamente 2.2 millones de habitantes (8). La Figura 1 presenta la ubicación geográfica del

área de estudio y la Figura 2 muestra en detalle las parroquias urbanas y rurales del cantón.

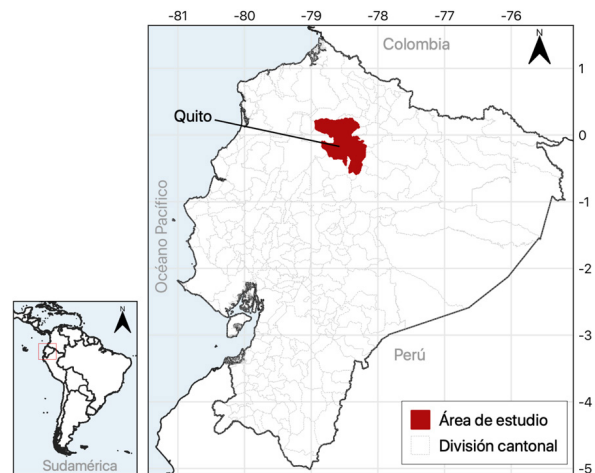


Figura 1. Ubicación geográfica del cantón Quito. Fuente: Ilustración propia, datos obtenidos de la Ref. (9).

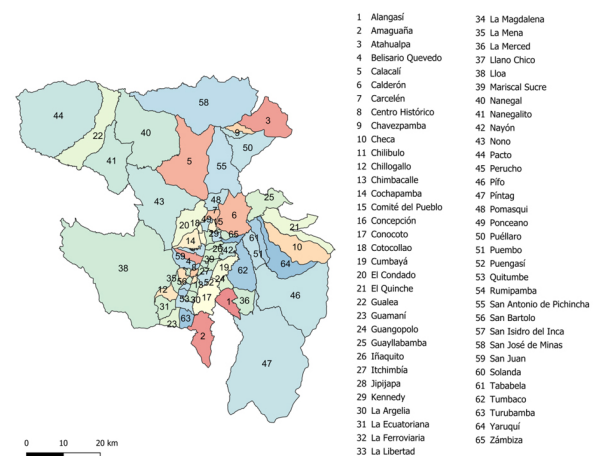


Figura 2. Mapa de división política administrativa (parroquias urbanas y rurales) del cantón Quito. Fuente: Ilustración propia, datos obtenidos de la Ref. (9).

Previamente, Dávila y Vallejo (10) utilizaron un enfoque estadístico para evaluar el potencial técnico de sistemas FV en tejados en las 32 parroquias urbanas de Quito. Los autores calcularon la superficie de tejados a partir de la caracterización de la superficie de los edificios en dos manzanas aleatorias de cada parroquia, para luego extrapolarla a toda la zona urbana. Para el cálculo de la generación FV anual los autores utilizaron los valores medios anuales de radiación solar de un punto dentro de cada parroquia en base a los datos del año meteorológico típico, que fueron obtenidos de la base de datos *National Solar Radiation Database* (NSRDB) (11).

En este trabajo, presentamos un procedimiento diferente para el cálculo del potencial técnico,

el cual está basado en sistemas de información geográfica (SIG) y datos meteorológicos horarios en una grilla de resolución espacial de 3×3 km. De esta forma, la variabilidad espacial y temporal del recurso solar en el área de estudio es tomada en cuenta para la evaluación del potencial FV en tejados de las parroquias urbanas y rurales del cantón Quito.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

Datos meteorológicos

Las series históricas horarias desde 1998 hasta 2018 de radiación horizontal global (*GHI*), radiación horizontal difusa (*DHI*), radiación normal directa (*DNI*) en $[W/m^2]$, velocidad del viento en $[m/s]$, y temperatura ambiente en $[^\circ C]$ sobre el área de estudio fueron obtenidas desde la base de datos de NSRDB. Cabe señalar que la resolución horizontal nativa de los datos meteorológicos de NSRDB fue incrementada a 3×3 km para empatar la resolución espacial de varios conjuntos de datos que utilizamos en otros estudios (ver más detalles en *Tapia et al.* (12)).

Metodología

La metodología para la evaluación del potencial de energía solar FV en tejados comprende tres etapas que son explicadas en detalle a continuación.

• Evaluación geoespacial

El procedimiento comienza con el cálculo del área disponible de los tejados en edificaciones que podría ser utilizada para la instalación de sistemas FV. Este cálculo se realizó en base al catastro digital del cantón Quito (13), el cual contiene polígonos vectoriales que representan una vista aérea de las superficies edificadas de las parroquias urbanas y rurales del cantón. Para el procesamiento de los datos SIG se utilizó el software QGIS v3.16 (14). Primero se dividió el mapa de límites administrativos del cantón en una grilla de referencia con cuadrados de 3×3 km, cuyos centroides son las coordenadas geográficas del conjunto de datos meteorológicos (Figura 3a). Este procedimiento es necesario para garantizar que tanto las superficies calculadas de los tejados coincidan en términos de resolución espacial con los datos meteorológicos, permitiendo así el posterior cálculo del potencial técnico. Una vez construida la capa de referencia, los polígonos

localizados dentro de cada grilla fueron extraídos (Figura 3b) para posteriormente calcular el área total de los mismos. Este procedimiento se repitió para cada cuadrado de la grilla hasta cubrir toda la zona de estudio.

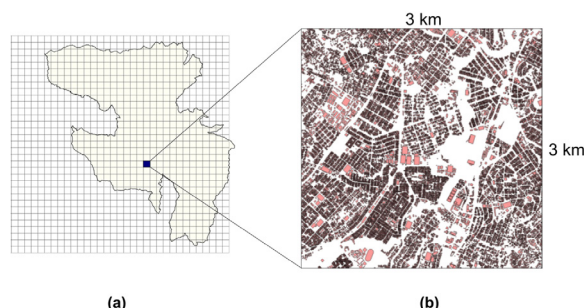


Figura 3. Ilustración del procesamiento de los datos SIG para calcular el área disponible de tejados en el cantón Quito. (a) Generación de una grilla sobre el mapa digital de límites administrativos. (b) Extracción de los polígonos que representan edificaciones ubicadas dentro de cada cuadrícula.

• Evaluación técnica

La librería *pvlb-python* (15) se utilizó para calcular la energía solar FV que podría generarse en la superficie total disponible de los tejados en cada uno de los cuadrados de la grilla previamente calculada. Esta librería permite simular el desempeño de un sistema FV en base a datos meteorológicos de entrada, especificaciones del módulo FV y parámetros técnicos del sistema. En este estudio, los parámetros técnicos del sistema son fijados en los valores mostrados en la Tabla 1, donde el factor de pérdidas (f_p) representa las pérdidas energéticas debido a captación y de sistema; y el factor de utilización (f_u) se define como la parte utilizable de la superficie del tejado apto para la instalación de los módulos FV. En este caso, se utilizó el módulo de silicio monocristalino SPR 220 BLK-U del fabricante SunPower, cuyas características son obtenidas directamente en *pvlb-python*.

Parámetro	Valor	Referencia
Acimut (respecto al norte)	0°	(16)
Ángulo de inclinación	20°	(17)
Factor de pérdidas (f_p)	14%	(18), (19)
Factor de utilización (f_u)	50%	(20)

Tabla 1. Parámetros técnicos del sistema FV utilizados para la evaluación del potencial técnico.

El rendimiento eléctrico de los módulos FV se simuló usando el modelo *Sandia Array Performance Model* (SAPM) (21), seleccionado directamente en *pvlb-python*. Usando los datos



meteorológicos a nivel horario de un punto de la grilla de ubicación (s), el modelo SAPM simula la curva característica de corriente-voltaje que determina la potencia de salida de un único módulo FV en esas condiciones meteorológicas concretas.

La potencia total producida en el cuadrado de la grilla con ubicación (s) se calculó según la ecuación (1), donde N_m es el número de módulos que pueden instalarse dentro del área útil $A_{FV(s)}$ de los tejados en el cuadrado de la grilla de ubicación (s); $P_{mpp(s)}$ es la potencia en el punto de máxima potencia calculado por el modelo SAPM utilizando los datos meteorológicos de la ubicación (s) en el tiempo (t), y f_p es el factor de pérdida. El número de módulos N_m se calculó según la ecuación (2), donde $A_{FV(s)}$ es el área útil y A_m es la superficie de un módulo FV. El área útil $A_{FV(s)}$ se calculó según la ecuación (3), donde $A_{T(s)}$ es el área de los tejados total disponible en el cuadrado de la grilla de ubicación (s), y f_u es el factor de utilización.

$$P_{total(s)}(t) = N_m \cdot P_{mpp(s)}(t) \cdot (1 - f_p) \quad (1)$$

$$N_m = A_{FV(s)} / A_m \quad (2)$$

$$A_{FV(s)} = A_{T(s)} \cdot F_u \quad (3)$$

El proceso descrito anteriormente se repitió para cada cuadrado de la grilla del cantón Quito. Posteriormente, las series de tiempo de producción de energía resultantes asociadas a las coordenadas geográficas específicas del centroide del cuadrado de la grilla se recopilaron en un archivo NetCDF.

La producción anual de energía E_{anual} en el área de estudio se calculó según la ecuación (4), donde y equivale a 8760 horas en un año y k representa el número total de grillas dentro del área de estudio

$$E_{anual} = \sum_{s=1}^k \sum_{t=0}^y P_{total(s)}(t) \quad (4)$$

• Evaluación económica

La factibilidad económica de la tecnología solar FV depende de la posibilidad de sustituir una fuente de electricidad existente por la procedente de un sistema FV, lo que comúnmente se evalúa comparando el costo nivelado de electricidad

(LCOE) con la tarifa de electricidad (19), y se calcula según la ecuación (5).

$$LCOE = \frac{\left(CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{OPEX}{(1+r)^n} \right) \cdot P_i}{\sum_{n=1}^N \frac{E_o \cdot (1-D)^n}{(1+r)^n}} \quad (5)$$

donde, $CAPEX$ es la inversión inicial total, $OPEX$ son los costos de operación y mantenimiento anuales, P_i es la capacidad total instalada, E_o es la producción anual inicial, r es la tasa de descuento, D es la tasa de degradación del sistema, n es el año analizado, y N es el tiempo de vida útil del sistema FV (22).

Siguiendo las sugerencias de Tjengdrawira et al. (22), el LCOE se calculó bajo tres escenarios financieros, denominados bajo, medio y alto, en los cuales se utilizaron diferentes valores para $CAPEX$, $OPEX$ y r , que fueron seleccionados en base a múltiples fuentes bibliográficas resumidas en la Tabla 2.

Parámetro	Unidad	Bajo	Medio	Alto	Referencia
CAPEX	USD/kWp	1110	1433	1970	(23) (24) (25)
OPEX	USD/kWp	11.10	14.33	19.70	(25,26)
Tasa de descuento	%	7.00	8.68	10.71	(25) (27) (10)
Tasa de degradación	%	0.5	0.5	0.5	(22) (19)
Vida útil	años	25	25	25	(22)

Tabla 2. Parámetros de entrada para la evaluación económica bajo tres escenarios financieros.

Para el análisis de la factibilidad económica se asumió una tarifa eléctrica residencial representativa en el cantón Quito, la cual fue calculada en base a un consumo mensual representativo en el área de estudio, previamente calculada por Salazar (28), y siguiendo el método utilizado por Benalcázar et al. (25) para el cálculo de las tarifas adicionales debido a servicios de comercialización y alumbrado público, que normalmente son incluidas en la factura final de electricidad de los usuarios residenciales en Ecuador. La facturación final también puede incluir diferentes subsidios (29), sin embargo éstos no fueron tomadas en cuenta en este estudio.

La Tabla 3 muestra los valores utilizados para el cálculo y la tarifa representativa asumida para este estudio. Nótese que las tarifas de

comercialización y alumbrado público mostradas son solo una aproximación, ya que las mismas se pagan mensualmente independientemente del consumo.

Parámetro	Unidad	Valor
Consumo representativo	[kWh / mes]	116.00 ^a
Tarifa base	[USD cent / kWh]	8.3 ^b
Comercialización	[USD / consumidor / mes]	1.414
	[USD cent / kWh]	1.22
Alumbrado público	[USD / consumidor / mes]	1.5
	[USD cent / kWh]	1.29
Tarifa representativa	[USD cent / kWh]	10.81

Tabla 3. Tarifa eléctrica residencial representativa en el cantón Quito asumida en este estudio. Notas: ^a Consumo mensual representativo según Ref. (28). ^b Tarifas reguladas en 2019 según Ref. (29) de acuerdo al consumo mensual representativo.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados de la evaluación geoespacial muestran un área total disponible de 61 km² en tejados y terrazas del cantón Quito. La distribución espacial de esta superficie se muestra en la Figura 4, donde se puede observar que la misma está altamente concentrada (~89%) entre las latitudes 0.5°S y 0°N, donde se encuentran las parroquias urbanas. Una menor superficie disponible se observa al este y norte del cantón, donde predomina la zona rural.

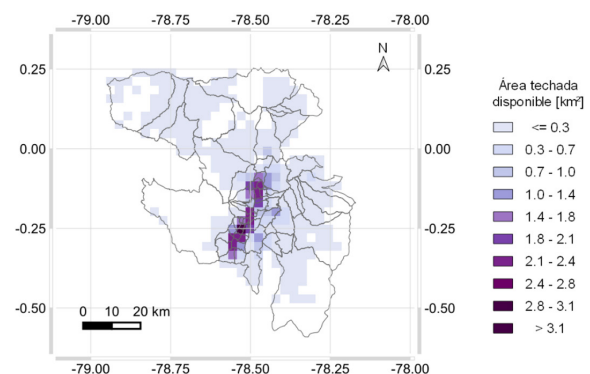


Figura 4. Distribución espacial del área de tejados disponible en el cantón Quito con una resolución de grilla de 3x3 km. Fuente: Cálculos propios, datos recuperados de la Ref. (13).

La Tabla 4 muestra un resumen del potencial técnico de sistemas FV sobre tejado estimado en Quito, suponiendo que el 100% del área resultante es utilizada para la instalación de sistemas FV. Se puede observar que podría instalarse una capacidad total de 5403.74 MWp, la cual generaría un total de 7851.51 GWh al año, debido al alto nivel de radiación global total

promedio en el área de estudio (4.3 kWh/m²/d). Adicionalmente, se puede observar que se requeriría aproximadamente el 43% del potencial técnico estimado para cubrir el consumo anual de electricidad en Quito registrado en el 2019 (30).

Parámetro	Unidad	Valor
Capacidad total estimada ^a	[MWp]	5403.74
Producción de electricidad anual estimada ^b	[GWh/a]	7851.51
Consumo anual de electricidad en 2019 ^c	[GWh/a]	3375.50
Potencial técnico necesario para cubrir el consumo anual ^d	[%]	42.99

Tabla 4. Resumen de los resultados del análisis del potencial técnico de sistemas FV sobre tejado estimado en el cantón Quito. Notas: ^a Capacidad total estimada que podría ser instalada en tejados según las suposiciones consideradas para la evaluación técnica. ^b Producción de electricidad anual estimada si se desarrollara el 100% del área útil de tejados. ^c Consumo total anual de electricidad en 2019 de todos los grupos de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros) reportado en la Ref. (30). ^d Basado en las estadísticas de consumo eléctrico en 2019 reportadas en la Ref. (30) y suponiendo el uso del potencial técnico total estimado.

En la Figura 5 se presenta la comparación entre la generación estimada por mes y el consumo eléctrico registrado en 2019, lo cual evidencia que la generación FV estimada supera el consumo eléctrico durante todo el año. También se observa que el consumo mensual es relativamente estable, contrario a la generación FV que muestra una variación estacional, la cual está relacionada con la variabilidad espacial y temporal del recurso solar previamente investigada por Tapia et al. (12).

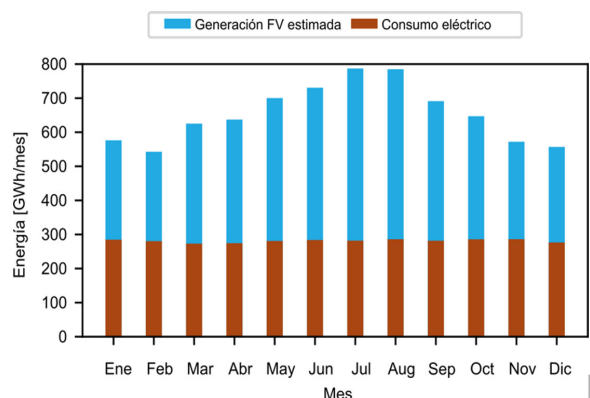


Figura 5. Comparación de la generación FV mensual estimada en tejados del cantón Quito con respecto al consumo eléctrico mensual durante 2019 de todos los grupos de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros). Fuente: Cálculos propios y estadísticas de consumo en 2019 reportados en la Ref. (30).

Un análisis más detallado de la generación anual estimada por parroquias del cantón Quito se presenta en la Figura 6. Adicionalmente, la Figura



7 muestra una comparación entre la generación anual estimada y el consumo eléctrico en 2019 desagregado por tipo de consumo en cada parroquia. De estas figuras se observa que las parroquias Calderón y Conocoto, que son parroquias periurbanas densamente pobladas, tienen la mayor generación anual (570.95 y 413.09 GWh/a, respectivamente). Además, en la Figura 7 se destaca que el potencial estimado supera el consumo anual de electricidad de casi todas las parroquias, con excepción de la parroquia Ñaquito, que tiene un alto consumo comercial en Quito según las estadísticas de consumo eléctrico en 2019 (30).

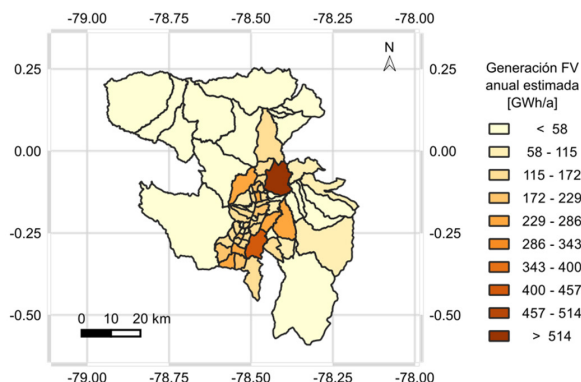


Figura 6. Generación FV anual estimada en tejados agregada por parroquias del cantón Quito. Fuente: Cálculos propios.

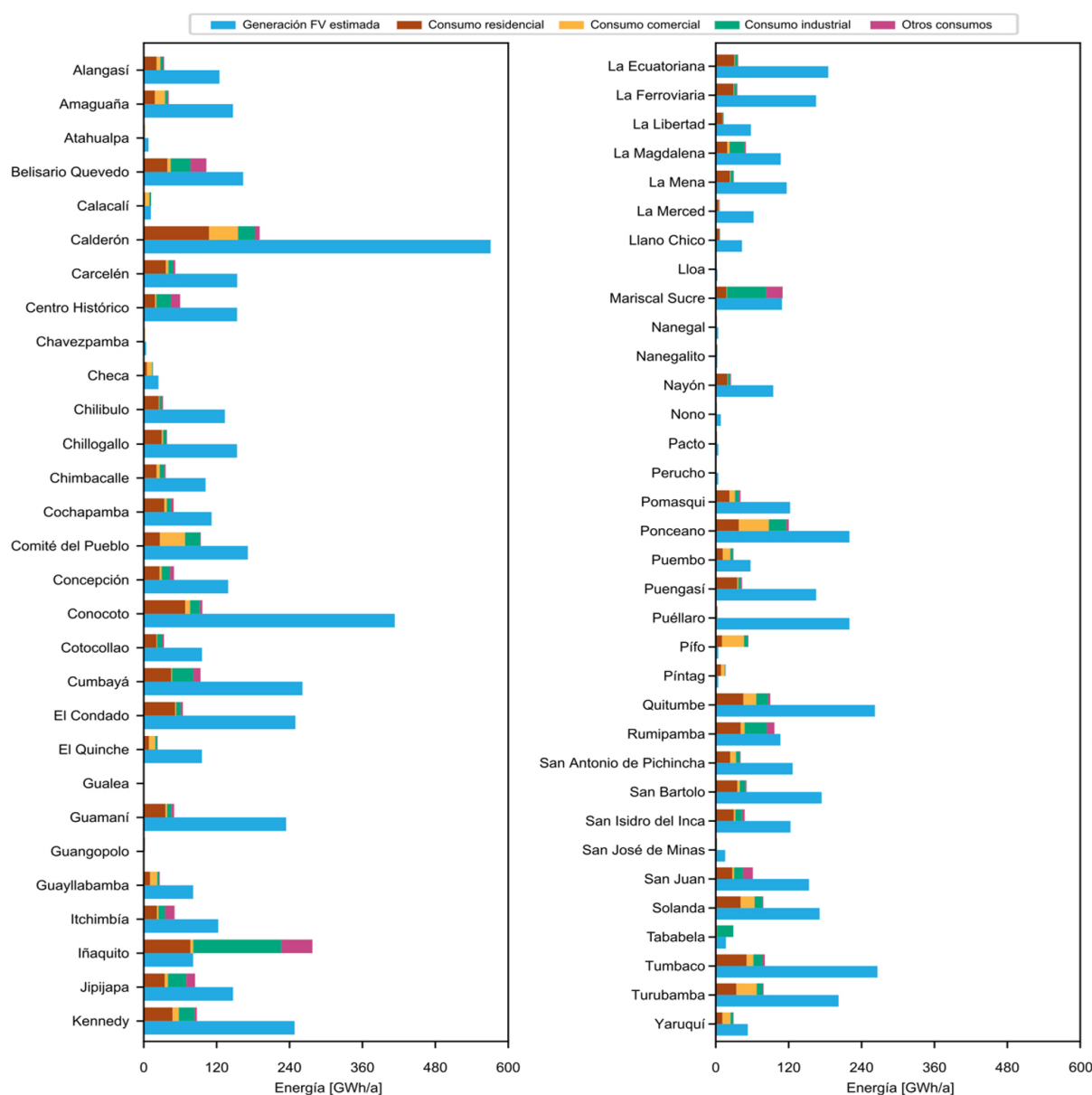


Figura 7. Comparación de la generación fotovoltaica anual estimada en tejados y el consumo de electricidad en las parroquias urbanas y rurales del cantón Quito desagregado por grupos de consumo (residencial, comercial, industrial y otros). Fuente: Cálculos propios y estadísticas de consumo en 2019 tomadas de Ref. (30).

Debido a que una mayor penetración de la energía FV puede provocar inestabilidad en la red y aumentar considerablemente los requisitos de almacenamiento y respaldo del sistema, es necesario examinar las series temporales de la generación FV estimada en tejados con respecto a la demanda de electricidad a nivel horario (31). Para ofrecer una visión general de esta comparación, utilizamos un perfil típico de demanda horaria de usuarios residenciales y comerciales en Quito (25).

Como se puede observar en la Figura 8, la generación FV estimada no coincide con los periodos de demanda según el perfil típico. En el caso de los usuarios residenciales, la curva de demanda muestra un pequeño pico alrededor a las 07:00 y otro de mayor magnitud a las 19:00, mientras que la generación FV alcanza su mayor producción entre las 10:00 y las 14:00, cuando la demanda residencial es baja. En el caso de los usuarios comerciales, el primer pico de demanda se produce entre las 09:00 y las 11:00, que corresponde a las horas de máxima generación FV; sin embargo, el segundo pico se produce entre las 17:00 y las 19:00, cuando la producción FV está disminuyendo.

Esta comparación sugiere que el potencial técnico estimado de la energía FV sobre tejado no podría aprovecharse completamente sin el uso de sistemas de almacenamiento o conexiones para inyectar el exceso de energía FV sobre tejados a la red eléctrica.

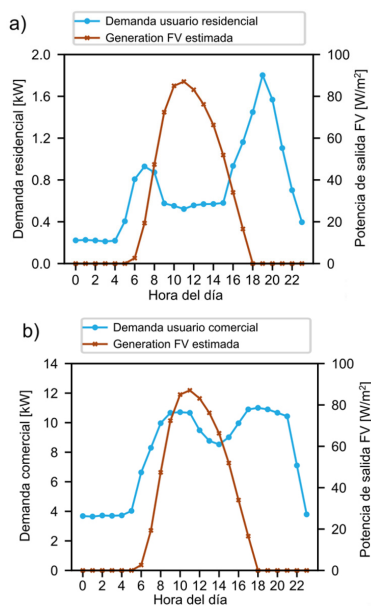


Figura 8. Comparación de la potencia de salida FV media horaria estimada por área de tejado con respecto al perfil típico de demanda horaria en Quito para (a) usuarios residenciales (consumo medio mensual de 500 kWh) y (b) usuarios comerciales (potencia contratada 11 kW). Fuente: Cálculos propios y datos de consumo tomados de la Ref. (25).

Con respecto al análisis económico, en la Tabla 5 se muestra los valores calculados de LCOE considerando los tres escenarios financieros. Una comparación entre estos resultados y la tarifa eléctrica residencial representativa (ver Tabla 3) sugieren que la generación FV es competitiva en el área de estudio en el escenario bajo. Sin embargo, en los escenarios medio y alto, el costo de generación FV estimado en términos de LCOE es superior a la tarifa eléctrica representativa para usuarios residenciales en el cantón. Esto se debe principalmente a los subsidios para la generación de electricidad en Ecuador, reflejados en tarifas de electricidad más bajas para los usuarios finales. Sin embargo, según las proyecciones del Banco Interamericano de Desarrollo los costos de inversión de los proyectos FV disminuirá progresivamente (950 USD/kWp en Ecuador para el 2023) (32), lo cual se reflejaría en valores más competitivos de LCOE para la proyectos FV en tejados.

Escenario	LCOE [USD cent/kWh]
Bajo	7.7
Medio	11.3
Alto	17.8

Tabla 5. LCOE estimado de la generación FV en tres escenarios financieros si se explotara el 100% del área de tejados utilizable en el cantón Quito. Fuente: Cálculos propios.

IV. CONCLUSIONES

El cantón Quito en Ecuador cuenta con un gran recurso solar debido a su privilegiada posición geográfica. Según los resultados de este trabajo, el potencial técnico de sistemas FV en tejados podría cubrir 2.3 veces el consumo de electricidad registrado en el 2019 en el cantón. Debido a los altos niveles de radiación y a la baja variabilidad intra-anual observada en el área de estudio, el recurso solar podría ser aprovechado durante todo el año. Sin embargo, debido a que el pico de demanda de electricidad de usuarios residenciales y comerciales se produce fuera del periodo de máxima producción FV, sería necesario utilizar sistemas de almacenamiento o conexiones para inyectar la generación excedente a la red eléctrica.

Según los resultados de la evaluación económica, la tecnología FV en tejados es competitiva únicamente en el escenario financiero que considera costos de inversión iniciales optimistas y una tasa de descuento baja. Sin embargo, en los escenarios financieros medio y alto, el costo de generación FV estimado es mayor a la tarifa



eléctrica de referencia para usuarios residenciales.

Por lo tanto, sería necesario el establecimiento de estrategias para crear condiciones económicas competitivas con el fin de fomentar el interés del usuario final a la hora de instalar sistemas fotovoltaicos sobre tejado. En ese sentido, se espera que el actual marco regulatorio en Ecuador para el autoconsumo mediante sistemas de energía distribuida bajo un esquema de balance energético neto mensual proporcione incentivos económicos a los usuarios y apoye la penetración de la tecnología solar FV en tejados. De esta forma se podría explotar el gran potencial técnico estimado con el fin de descentralizar la generación eléctrica y así desplazar la generación térmica

basada en combustibles fósiles.

Con respecto a la metodología utilizada en este estudio, cabe destacar que la utilización de mapas digitales catastrales para la evaluación geoespacial, así como datos meteorológicos en grilla y a nivel horario conduce a estimaciones más realistas en comparación con métodos que se basan únicamente en estadísticas para la evaluación del potencial técnico de sistemas FV en tejados. Futuras investigaciones podrían utilizar datos en mayor resolución de las edificaciones y métodos de evaluación de sombras para explorar con mayor detalle el potencial técnico de las zonas con alta densidad de tejados identificadas en este estudio.

VI. REFERENCIAS

1. IRENA. Renewable capacity highlights 2021 [Internet]. 2022 [cited 2023 Dec 11]. Available from: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_-RE_Capacity_Highlights_2022.pdf
2. Jaeger-Waldau A. PV Status Report 2018 [Internet]. Luxembourg: Publications Office of the European Union; 2018. Available from: <https://dx.doi.org/10.2760/826496>
3. IRENA. Rise of Renewables in cities: Energy solutions for the urban future [Internet]. 2020 [cited 2023 Dec 11]. Available from: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Oct/IRENA_Renewables_in_cities_2020.pdf
4. Ordoñez F, Vaca-Revelo D, Lopez-Villada J. Assessment of the Solar Resource in Andean Regions by Comparison between Satellite Estimation and Ground Measurements: Study Case of Ecuador. *J Sustain Dev* [Internet]. 2019 Jul 30;12:62. Available from: <http://www.ccsenet.org/journal/index.php/jsd/article/view/0/40301>
5. ARCERNNR. Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2020 [Internet]. 2021 [cited 2021 Feb 16]. Available from: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/Estadistica-2020-baja.pdf>
6. ARCERNNR. Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021 [Internet]. 2021 [cited 2021 Feb 13]. Available from: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/res_nro__arcernnr-013-2021.pdf
7. Salazar S, Arcos H. Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador. *Rev Técnica "energía"* [Internet]. 2021 Jul 29;18(1):86–94. Available from: <http://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/464>
8. Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC). Censo de Población y Vivienda [Internet]. 2010 [cited 2021 Apr 28]. Available from: <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/censo-de-poblacion-y-vivienda/>
9. IGM. Geoportal IGM [Internet]. 2021 [cited 2021 Jan 26]. Available from: <http://www.geoportaligm.gob.ec>
10. Dávila R, Vallejo D. Evaluación del potencial técnico y económico de la tecnología solar fotovoltaica para la microgeneración eléctrica en el sector residencial del distrito metropolitano de Quito [Internet]. Escuela Politécnica Nacional; 2019. Available from: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/786%0Ahttps://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/786/1/CD-1222.pdf>
11. Sengupta M, Xie Y, Lopez A, Habte A, Maclaurin G, Shelby J. The National Solar Radiation Data Base (NSRDB). *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2018 Jun 1 [cited 2020 Apr

- 10];89:51–60. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211830087X?via%3Dihub#bib4>
12. Tapia M, Heinemann D, Ballari D, Zondervan E. Spatio-temporal characterization of long-term solar resource using spatial functional data analysis: Understanding the variability and complementarity of global horizontal irradiance in Ecuador. *Renew Energy* [Internet]. 2022;189:1176–93. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.03.049>
 13. Secretaría general de planificación. Geoportal del Municipio del Distrito Metropolitano de Quito [Internet]. 2021 [cited 2021 May 6]. Available from: <http://geoportal.quito.gob.ec/smiq/>
 14. QGIS Association. QGIS Geographic Information System [Internet]. 2022. Available from: <http://www.qgis.org/>
 15. Holmgren WF, Hansen CW, Mikofski MA. pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. *J Open Source Softw* [Internet]. 2018;3(29):884. Available from: <https://doi.org/10.21105/joss.00884>
 16. Jacobson MZ, Jadhav V. World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels. *Sol Energy* [Internet]. 2018;169(April):55–66. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.030>
 17. Zalamea-León E, Mena-Campos J, Barragán-Escandón A, Parra-González D, Méndez-Santos P. Urban photovoltaic potential of inclined roofing for buildings in heritage centers in equatorial areas. *J Green Build* [Internet]. 2018 Jun [cited 2018 Sep 10];13(3):45–69. Available from: <http://www.journalofgreenbuilding.com/doi/10.3992/1943-4618.13.3.45>
 18. Dobos A. PVWatts Version 5 Manual - Technical Report NREL/TP-6A20-62641 [Internet]. National Renewable Energy Laboratory. 2014. Available from: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62641.pdf>
 19. Bódis K, Kougiás I, Jäger-Waldau A, Taylor N, Szabó S. A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2019 Oct;114. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119305179>
 20. Morocho I, Ríos K. Estudio técnico para incorporar generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial del cantón Cuenca [Internet]. Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca; 2015. Available from: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/7516>
 21. King DL, Boyson WE, Kratochvil JA. Photovoltaic array performance model. Tech. Rep. SAND2004-3535 [Internet]. 2004. Available from: <https://www.osti.gov/biblio/919131>
 22. Tjengdrawira C, Richter M, Theologitis IT. Best Practice Guidelines for PV Cost Calculation [Internet]. Accounting for Technical Risks and Assumptions in PV LCOE. Deliverable D3.2. 2016. Available from: http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/20161213_649997_Best_Practice_Guidelines_for_PV_Cost_Calculation_20161213.pdf
 23. Bermeo I, Matute L, Barragán-Escandón E, Serrano-Guerrero X, Zalamea-León E. Technical and economic feasibility study of a solar plant on a commercial surface in Azogues, Ecuador. *Renew Energy Power Qual J* [Internet]. 2021 Sep;19(19):177–83. Available from: <https://www.icrepq.com/icrepq21/250-21-bermeo.pdf>
 24. Barragán-Escandón A, Zalamea-León E, Terrados-Cepeda J. Incidence of Photovoltaics in Cities Based on Indicators of Occupancy and Urban Sustainability. *Energies* [Internet]. 2019 Feb 28;12(5):810. Available from: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/5/810>
 25. Benalcazar P, Lara J, Samper M. Distributed Photovoltaic Generation in Ecuador: Economic Analysis and Incentives Mechanisms. *IEEE Lat Am Trans* [Internet]. 2020 Mar;18(03):564–72. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9082728/>
 26. Dávi GA, Caamaño-Martín E, Rütther R, Solano J. Energy performance evaluation of a net plus-energy residential building with grid-connected photovoltaic system in Brazil. *Energy Build* [Internet]. 2016 May;120:19–29. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378778816302146>



27. Trejo R. Estudio de factibilidad técnica económica para la implementación de un sistema de generación fotovoltaica en el edificio de la facultad de ingeniería en ciencias aplicadas [Internet]. Universidad Técnica del Norte; 2021. Available from: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/11213>
28. Salazar G. Análisis técnico y económico de la implementación del net metering para diferentes tipos de consumidores de electricidad en el Ecuador [Internet]. Escuela Politécnica Nacional; 2020. Available from: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20937>
29. ARCONEL. Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución codificado [Internet]. 2019 [cited 2021 Oct 27]. Available from: https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/07/P-Tarifario-SPEE-2019_Codif.pdf
30. ARCERNNR. Reportes de información estadística del sector eléctrico [Internet]. 2022 [cited 2021 Feb 8]. Available from: <http://reportes.controlrecursosyenergia.gob.ec>
31. Ramirez Camargo L, Zink R, Dorner W, Stoeglehner G. Spatio-temporal modeling of roof-top photovoltaic panels for improved technical potential assessment and electricity peak load offsetting at the municipal scale. *Comput Environ Urban Syst* [Internet]. 2015;52:58–69. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.compenvurbsys.2015.03.002>
32. García de Fonseca L, Parikh M, Manghani R. Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina [Internet]. Juan Paredes, editor. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo División de Energía; 2019 Dec [cited 2020 Apr 14]. Available from: <https://publications.iadb.org/es/evolucion-futura-de-costos-de-las-energias-renovables-y-almacenamiento-en-america-latina>