Segmentación de clientes residenciales con fines de autoabastecimiento fotovoltaico mediante índices de rentabilidad en Ecuador

Segmentation of residential customers for photovoltaic self-supply purposes using profitability indexes in Ecuador

Muñoz, Jorge Paul; Cárdena, Marcelo; Heredia, Jaime

Jorge Paul Muñoz
jmunoz@ups.edu.ec
Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador
Marcelo Cárdena
mcardenass2@est.edu.ec
Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador
Jaime Heredia
jheredia@ups.edu.ec
Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador

Revista de I+D Tecnológico
Universidad Tecnológica de Panamá, Panamá
ISSN: 1680-8894
ISSN-e: 2219-6714
Periodicidad: Semestral
vol. 18, núm. 2, 2022
orlando.aguilar@utp.ac.pa

Recepción: 19 Julio 2022
Aprobación: 04 Noviembre 2022

URL: http://portal.amelica.org/ameli/journal/339/3393183004/

Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional.

Resumen: . El uso de fuentes convencionales en la producción de la energía eléctrica está provocando impactos ambientales que serán significativos en un futuro muy cercano debido a las emisiones de gases de efecto invernadero. Por ello, los gobiernos y entes regulatorios de los países están dispuestos a realizar la transición energética y optar por tecnologías renovables, las cuales minimicen las emisiones de estos gases. En los próximos años en Ecuador se proyecta la instalación de sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento sincronizado con la red de distribución bajo el marco normativo ecuatoriano. Este manuscrito tiene como objetivo segmentar a los consumidores regulados del sector residencial para distinguir posibles candidatos seguros a realizar inversiones en sistemas de generación distribuida. Para ello, se asume un modelo de análisis de rentabilidad que calcula los índices Tasa Interna de Retorno y Relación Beneficio Costo teniendo en cuenta; 1) las categorías de consumo de energía del usuario, 2) el costo regulado de la energía, 3) la producción proyectada y 4) incentivos fiscales, para 6 escenarios en el corto y mediano plazo. Los resultados obtenidos del modelo muestran que los usuarios con categorías de consumo elevados son los que muestran mejores índices de rentabilidad y, los usuarios con categorías de consumos bajos, índices no favorables. Permitiendo de esta manera segmentar el mercado y brindar alternativas a nivel de política pública para asegurar las inversiones en estos sistemas.

Palabras clave: Autoabastecimiento, energía renovable, energía solar, generación distribuida, segmentación de clientes, sistemas fotovoltaicos conectados a la red, rentabilidad económica, utoabastecimiento, energía renovable, energía solar, generación distribuida, segmentación de clientes, sistemas fotovoltaicos conectados a la red, rentabilidad económica.

Abstract: . The use of conventional sources in electricity production is causing environmental impacts that will be significant shortly due to greenhouse gas emissions. Therefore, governments and regulatory bodies of the countries are willing to make the energy transition and opt for renewable technologies, which minimize emissions of these gasses. In the coming years in Ecuador, the installation of distributed generation systems for self-supply synchronized with the distribution network is planned under the Ecuadorian regulatory framework. This manuscript aims to segment regulated consumers in the

residential sector to distinguish possible safe candidates to make investments in distributed generation systems. For this purpose, a profitability analysis model is assumed that calculates the Internal Rate of Return and Benefit-Cost Ratio indices, considering: 1) the user's energy consumption categories, 2) the regulated cost of energy, 3) projected production, and 4) tax incentives, for six scenarios in the short and medium term. Numerical results of the proposed system model demonstrate that users with high consumption categories have the best profitability indexes, and users with low consumption categories reveal unfavorable indexes. This fact allows segmenting the market and providing alternatives at the public policy level to ensure investments in these systems.

Keywords: Self-supply, renewable energy, solar energy, distributed generation, customers segmentation, on-grid photovoltaic systems, economic profitability, Self-supply, renewable energy, solar energy, distributed generation, customers segmentation, on-grid photovoltaic systems, economic profitability .

1. Introducción

En la actualidad la política climática en la mayor parte de países a nivel global está direccionada a la descarbonización de los sistemas energéticos, entre ellos

el sector de la generación de electricidad para dotar de energía a los usuarios finales; en especial las centrales termoeléctricas con tecnología convencional han contribuido con altos niveles de contaminación en la atmósfera. Por lo tanto, la transición al suministro de energía renovable en todos los sectores de la economía de un país debe ser acelerada en el largo plazo para la mitigación del cambio climático; una de las opciones hacia donde han apostado los representantes de los países de diferentes latitudes es fomentar la instalación de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento (SGDA) y especialmente basados en plantas fotovoltaicas instaladas en los sectores residenciales e industriales, convirtiéndose una oportunidad de inversión atractiva para las empresas y usuarios; sin embargo, la realidad varía dependiendo del tipo de política e incentivos y factores como el costo de los equipos y costo de la energía con los que cuente cada país, ya que no son comparables las realidades europeas con las de Latinoamérica [1], [2].

Esta mejor comprensión, desde el punto de vista del usuario final y un análisis de rentabilidad, permitirá tomar una adecuada decisión con respecto a la inversión en SGDA.

Este artículo propone una metodología de segmentación para usuarios del sector residencial de la empresa distribuidora de electricidad de la ciudad de Quito Ecuador considerando el perfil de consumo medio mensual (kWh), la tarifa regulada del pliego tarifario aprobado para el 2022, la potencia a instalar en fotovoltaica para cubrir su demanda, así como, un análisis de rentabilidad de dicha inversión calculando los indicadores Tasa Interna de Retorno (TIR) y Relación Beneficio Costo (RBC) para 6 periodos. Con todo ello el objetivo principal es determinar a qué segmento de consumo le es beneficio realmente una inversión de este tipo desde el punto de vista económico, en la Figura 1 se representa de forma gráfica el propósito del trabajo.

La organización del trabajo es la siguiente: La sección 1 discute una introducción relacionada al contexto de las energías renovables y sus principales características, también en esta sección se muestran las investigaciones relacionadas a segmentación de usuarios con varias técnicas y sistemas de autoabastecimiento conectados alrededor del mundo donde estas tecnologías poco a poco

van ganando mercado. En la sección 2 se describe la metodología de segmentación basada en indicadores de rentabilidad y las categorías de usuarios en función de su consumo medio de energía analizadas con el modelo. La sección 3 muestra los resultados de la segmentación presentados en gráficas comparativas por categoría con la discusión y análisis de los datos obtenidos correspondientes. Finalmente, la sección 4 resume las conclusiones de la investigación realizada en este trabajo. Asimismo, en esta sección se indican los posibles trabajos futuros de acuerdo con los resultados obtenidos. En los últimos años, una alternativa clave para disminuir la problemática mencionada en el apartado anterior es el uso de nuevas tecnologías amigables con el medio ambiente, las energías renovables (ER) serán más sostenibles y populares en todo el mundo [3], en especial la energía solar fotovoltaica que ha experimentado el mayor crecimiento entre las ER, especialmente en comparación con la energía solar térmica [4], por lo que tendrá grandes beneficios en los próximos años, uno de los cuales es la reducción del costo de la infraestructura solar [5], [6] de modo que, se considera una inversión

muy atractiva para los hogares.

Las investigaciones se han centrado principalmente en el dimensionamiento y colocación de generación distribuida a gran escala dentro de las redes de transporte y distribución, bajo múltiples criterios de calidad y viabilidad económica con diferentes heurísticas y modelos de optimización como las que se detallan a continuación.

En [7] se realiza una evaluación económica de los sistemas fotovoltaicos (SF) residenciales con distintas configuraciones de precios con la finalidad de aumentar el autoconsumo, esta es una de las formas para motivar a los consumidores a invertir en energía solar. También menciona que el autoconsumo es sensible a la curva de la demanda [3], [7], por lo que, es de suma importancia conocer los segmentos de clientes que se puedan acoger al autoconsumo de electricidad fotovoltaica [8].

En [9] se menciona que para motivar a los usuarios a optar por tecnología fotovoltaica se realiza una comparación entre el costo de consumo de la red convencional y de un SGDA, de igual forma, se analiza los beneficios económicos para los usuarios que poseen un SF, esta metodología permite analizar si al pasar de

los años la adquisición de un SGDA será representativo en ahorros futuros para los usuarios tanto económicos como energéticos

En [6] se caracterizan a los consumidores basándose en aspectos sociales, psicográficos (estilo de vida e intereses) y sociodemográficos, determinado a los usuarios que están en la posibilidad de disponer de un sistema fotovoltaico para el autoconsumo. Este análisis se hizo para usuarios suizos, dando como resultado que es una pieza fundamental los aspectos estéticos y la preocupación ecológica.

En cambio, [8], [10] realizan una segmentación para usuarios que disponen de autoabastecimiento energético en Tanzania, en base al consumo de energía mediante la metodología de modelos predictivos permite a los desarrolladores de microrredes que puedan analizar el comportamiento del consumo y así garantizar diseños de sistemas fotovoltaicos optimizando el perfil de carga para cada usuario.

FIGURA 1.
Segmentación de usuarios con sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento.

Adicionalmente, en [11] se realiza un estudio sobre la participación de los usuarios en proyectos de autoconsumo, donde se ha visto que los consumidores están dispuestos a participar, pero si existe ahorro energético, monetario y si tiene otros beneficios al formar parte de estos proyectos, convirtiéndose en motivaciones futuras para la adquisición de sistemas fotovoltaicos.

Para este resultado se utilizó diferentes enfoques como demográficas, económicas y algunas técnicas, actitudinales y psicográficas. Siendo una clave de éxito lo mencionado para considerar si se tendrá aceptación dentro de los hogares. Este estudio nos reafirma lo que mencionan los autores en [8] y, [9] una de las soluciones es diseñar sistemas de bases de datos recopilados, el comportamiento del consumo de energía de los clientes,

y así logrando crear algoritmos para asignar a cada usuario un determinado perfil [11]. De igual forma en

[12] dice que al tener mayor comprensión en el perfil de carga ayudará a conseguir una buena segmentación ofreciendo una mejor estructura de las tarifas a los usuarios en comparación a las convencionales, por ende, se podrá analizar la viabilidad del proyecto económicamente.

En la actualidad en América Latina los países en desarrollo tienen inconvenientes los cuales no han permitido el avance de la generación a partir de fuentes renovables una de estas causas es que siguen siendo costosas, falta de un marco de implementación claro y la intervención de los gobiernos de los países en desarrollo

para incentivar las instalaciones de estos proyectos [7], [13].

A diferencia de los trabajos citados anteriormente, en este trabajo se aborda la segmentación de los usuarios regulados del sector residencial, logrando identificar candidatos seguros a realizar inversiones en SGDA, y se lo hace aplicando la metodología de un modelo de análisis de rentabilidad que calcula los índices: Tasa Interna de Retorno y Relación Beneficio Costo, tomando en cuenta las categorías del pliego tarifario vigente de consumo de energía del usuario, el costo regulado de la energía, la producción proyectada e incentivos tributarios.

1.1 Energía solar en Ecuador

La radiación solar se considera una fuente de energía primordial, por lo que el sol es fundamental para la vida en el planeta, el compromiso es contribuir con el medio ambiente y cambiar la generación de energía convencional [14]. Ecuador, por su ubicación geográfica, es considerado como un país con índices altos de radiación solar, por lo tanto, la implementación de plantas fotovoltaicas da buenos resultados según [15-17].

Como muestra de ellos, en [16] se menciona que se realizó un análisis en 2 estaciones meteorológicas ubicadas en Cuenca, las variables meteorológicas que se utilizaron fueron: radiación global, directa, difusa y la reflejada y finalmente los ángulos de incidencia de la radiación solar y sus resultados determinan que al estar en latitudes cercanas a 0°, el ángulo de inclinación de los paneles debe ser entorno a los 10° con orientación sur o norte sin pérdidas significativas; asimismo, los autores en

[14] realizan un estudio de una base de datos históricos e inteligencia artificial logrando así determinar la capacidad de generación fotovoltaica en la zona rural ecuatoriana de la comunidad Saraguro-Uchucay, en ambos casos, se logró maximizar la captación de la energía del sol y cubriendo la demanda del usuario.

No obstante, la generación fotovoltaica en el Ecuador no es igual en todas las regiones del país, ya que depende en gran medida de la localización y las condiciones climáticas, [17-20] ya que cuenta con zonas, tropicales, muy húmedas con lluvias constantes y alta nubosidad, así también zonas localizadas en cordillera sobre los 2000msnm.

La ciudad de Quito, lugar del presente estudio, tiene una irradiación diaria promedio de 4.2kW/m2 con picos que superan los 6kW/m2, las autoridades tienen planes de incentivar la instalación de SGDA con plantas fotovoltaicas de potencias hasta 100kW.[13], [15], [21] según su normativa vigente.

1.2 Normativa Ecuatoriana y de otros países

Los países de América Latina se encuentran trabajando en la elaboración de regulaciones para dar paso a las conexiones de SGDA sincronizadas con la red, ya que las tecnologías renovables han tenido una gran acogida por los usuarios regulados [22], en varias naciones se busca impulsar el crecimiento de los sistemas de generación amigables con el medio ambiente la mejora de las condiciones regulatorias e incentivos para la implementación de estos equipos [15], [23], [24] una de las formas para incentivar a los usuarios que inviertan en sistemas de generación renovable es que los consumidores puedan comercializar los excedentes de energía [21], [25] para eso se debe analizar los estándares regulatorios de energías renovables para el autoabastecimiento [5] por ejemplo, en México, Guatemala, España, Costa Rica, Colombia; lo que estos países tienen en común es que permiten conectarse a la red y que los excedentes de energía se puedan comercializar [22], [26].

Ecuador maneja la normativa ARCERNNR 001/2021

[27] para usuarios que deseen instalar sistemas de generación no convencionales sincronizados a la red.

Para el dimensionamiento la producción de energía del SGDA anualmente tiene que ser inferior o equivalente a la demanda del usuario, lo que quiere decir que no se puede producir un exceso de energía.

Si se llega a presentar excedentes el usuario tendrá que inyectarlo a la red de distribución, sin tener alguna remuneración económica ya que en la normativa [27] prohíbe la comercialización de esta energía, aunque los usuarios si contaran con un crédito energético el cual consta en que el cliente podrá descontar la cantidad de energía que se entrega a la red y así poder reducir su consumo mensual, por ende, se obtendrá un menor costo al momento de la facturación eléctrica, siendo esto una compensación en beneficio del consumidor.

Sin embargo, en la normativa [27] se menciona que el pago de cargos de terceros como la tasa de recolección de basura, alumbrado público, contribución al Cuerpo de Bomberos y el valor de $1.414 por cliente para gastos de mercadeo no quedan exentas de pago, aunque se haya implementado sistemas de generación renovable.

En varios países del mundo, incluido Ecuador, se ha realizado incentivos tanto económicos como tributarios para los usuarios que instalen tecnología renovable [5], una de las ventajas identificadas en el marco regulatorio es que existirá un ahorro monetario que se verá reflejado al momento de pagar el consumo de energía, por ejemplo, para la categoría residencial el precio de la electricidad dada por el pliego tarifario vigente en el 2022 [28], el valor varía de $ 0.08 a $ 0.44, esto depende del consumo promedio mensual (kWh); asimismo, existen incentivos fiscales donde se deducirá el 100% adicional de la

depreciación y amortización de la compra de quipos utilizados para producir energía limpia, logrando así la reducción del impuesto a la renta [26], [29], considerando este rubro como un ahorro producto del SGDA.

2. Materiales y métodos

2.1 Diseño de Sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo

La rentabilidad de los sistemas de generación distribuida a nivel residencial, como la fotovoltaica, depende de varios factores geográficos, tecnológicos y normativos del sitio donde se pretende instalar un SGDA [23], [30]. Para el caso ecuatoriano, el diseño de la capacidad a instalar debe cubrir la demanda anual de energía del usuario, para esto es necesario considerar los registros históricos de electricidad de los últimos 24 meses de acuerdo con la Ecuación (1) [25], [31].

$$CI = \frac{\sum_{t=1}^{T=12} EM_t}{FP \cdot 8760} \quad (1)$$

Donde en CI representa la capacidad instalada en kW, EMt es la energía mensual histórica del mes t del consumidor expresada en kWh y FP denota al factor de planta de diseño.

2.2 Costo unitario y total de Sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo

Se evalúa el costo unitario (CU) de los implementos a instalar, el mismo que engloba los módulos fotovoltaicos,

inversores y materiales complementarios, además, se analiza la tecnología que se maneje como la potencia del panel solar e inversor y el factor de capacidad [4], [19], [24], [30].

Adicionalmente, incluye el costo anual de mantenimiento estimado en 1% de la inversión total [27], [31]. La investigación [15] señala un costo unitario promedio de 1.36 USD/W en el país el mismo que toma como referencia los costos de paneles solares 405W e inversores de 10kW disponibles en el mercado local; el costo total del SGDA se lo determina utilizando la Ecuación (2):

$$CT = CU \times CI \quad (2)$$

Donde en CT es el costo total que el usuario debe invertir en un SGDA, CU es el costo unitario y CI es la capacidad para instalar [25], [33].

En este artículo se presenta un análisis de segmentación de los consumidores del sector residencial, en la Ciudad de Quito, Ecuador, teniendo en cuenta la energía solar fotovoltaica, el rendimiento del sistema para cubrir la demanda del usuario, el perfil de consumo promedio mensual (kWh), la tarifa regulada por el pliego tarifario vigente [28], de igual forma, se realiza un estudio de rentabilidad de la inversión en estos proyectos mediante el cálculo de la TIR y RBC (Ecuaciones (3) y (4)) para varios años [34].

Para la investigación se analiza la energía solar fotovoltaica para el autoabastecimiento sincronizado con la red, tomando en consideración que la potencia mínima instalada sea de 1 kW acorde a la normativa ecuatoriana [27], una vida útil de 25 años, de igual forma se tomó en

cuenta la hora solar pico promedio de la ciudad de Quito

en torno a 5.08 HSP.

El pliego tarifario aprobado para el 2022 clasifica a los usuarios residenciales en 13 categorías por su perfil de

consumo medio mensual que van desde 1kWh hasta 3500kWh asignando los cargos tarifarios correspondientes al servicio de energía eléctrica, como se muestra en la Tabla 1, los cuales incluyen tres rubros, el primero el costo de la energía, el segundo el costo fijo por comercialización (CPC) y finalmente el costo del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG). Los datos mostrados corresponden al caso de estudio planteado para la empresa distribuidora de la ciudad de

Quito en sus diferentes estratos desde el A1, A, B, C, D y E, se considera que todos los usuarios dentro de las categorías del pliego tarifario y estratos de la empresa son candidatos para instalar un SGDA.

Se proyecta un SGDA con la Ecuación (1) y su inversión con la Ecuación (2) para cada una de las categorías en función del consumo para un año de estudio y estimando su producción para 3, 5, 10, 15 y 25 años de operación, de esta forma se calcula la inversión que cada usuario categorizado debe realizar para la instalación en casa de un sistema de autoproducción fotovoltaica.

TABLA 1.
Categorización de usuarios residenciales y costo de la energía. [28]

Categoría	Rango Consumo (kWh/mes)	Costo Energía (USD/kWh)	CPC (USD)	SAPG (USD)
Cat 1	1 - 50	0.078	1.414	0.860
Cat 2	51-100	0.081	1.414	0.860
Cat 3	101-150	0.083	1.414	0.860
Cat 4	151-200	0.097	1.414	0.860
Cat 5	201-250	0.099	1.414	0.860
Cat 6	251-300	0.101	1.414	0.860
Cat 7	301-350	0.103	1.414	0.860
Cat 8	351-500	0.105	1.414	0.860
Cat 9	501-700	0.129	1.414	0.860
Cat 10	701-1000	0.145	1.414	0.860
Cat 11	1001-1500	0.171	1.414	0.860
Cat 12	1501-2500	0.275	1.414	0.860
Cat 13	2501-3500	0.436	1.414	0.860

La segmentación se basa en un análisis de rentabilidad de la inversión en este tipo de proyectos calculando dos indicadores, la tasa interna de retorno con la Ecuación (3) y la relación beneficio costo con la Ecuación (4) para los periodos señalados en el párrafo anterior y ante dos escenarios tributarios, con y sin pago de impuesto a la renta, esto permitirá determinar el segmento de usuarios en función de su perfil de consumo realmente es factible y atractivo ejecutar esta inversión, así como, definir las principales conclusiones y estrategias a seguir para los usuarios a quienes no es rentable este escenario.

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{C_t}{(1+\mathrm{TIR})^t} - C_0 = 0 \qquad (3)$$

$$RBC = \frac{\sum_{t=1}^{T} B_t}{\sum_{t=1}^{T} C_t} \qquad (4)$$

Donde TIR es la Tasa Interna de Retorno, Ct es el flujo neto de efectivo durante el periodo t, C0 es el Costo total de la inversión inicial, RBC es la relación beneficio- costo, Bt es el valor actual del Beneficio neto del proyecto en el año t, Ct el valor actual de los costos netos en el año t, y T es el periodo de análisis [23], [30].

Además, se toma en cuenta beneficios tributarios como reducción en la base imponible del impuesto a la renta para categorías superiores a la 7, las cuales representan consumos medios mensuales de energía altos debido a su nivel socioeconómico.

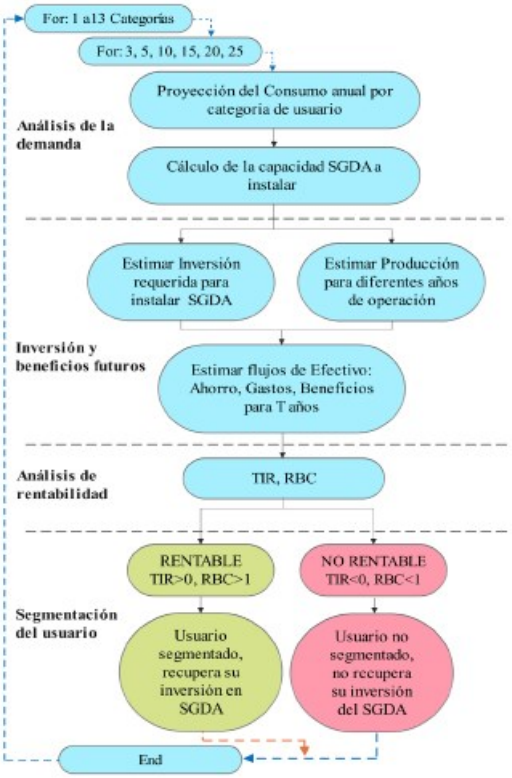

FIGURA 2.
Modelo de segmentación basado en análisis de rentabilidad.

En la Figura 2 se resume en un diagrama esquemático cada uno de los pasos del modelo de segmentación, basado en un pronóstico de demanda de un año y el cálculo de la potencia del SGDA a instalar con la Ecuación (1), además, se estima la inversión con la Ecuación (2) y los beneficios futuros debido al no pago de energía a la empresa distribuidora producto del balance neto considero como ahorro durante los años de operación, así como los beneficios tributarios en la reducción del pago de impuestos; para finalmente segmentar a los usuarios en función de los indicadores TIR y RBC con las Ecuaciones (4) y (5) determinados en

función de los valores alcanzados, si la recuperación de su inversión es viable o no en los 6 periodos analizados para cada una de las 13 categorías. Todo el modelo se desarrolla en MATLAB y Excel.

3. Resultados y discusión

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en los procesos de simulación durante la evaluación del modelo. El modelo es finito y aplicable a diferentes escenarios debido a su flexibilidad para adaptarse a nuevas condiciones. Los resultados se dividen en dos secciones en la primera se presenta la capacidad instalada requerida por cada categoría de usuario y la inversión asociada en el SGDA, mientras que, en la segunda parte, se muestran los indicadores de rentabilidad analizados, TIR y RBC, para periodos comprendidos entre 3, 5, 10, 15, 20 y 25 años de simulación.

3.1 Potencia e inversión requeridas por categoría

Para el escenario de usuarios residenciales en las 13 categorías planteadas, se obtiene que, para los usuarios de menor consumo, se requieren capacidades instaladas en los SGDA desde 1.46kW hasta 2.43kW, en las categorías de consumo medio, son necesarias potencias desde 3.88kW hasta 6.32kW, mientras que, para las categorías de mayores consumos, se requieren capacidades entre 8.75kW hasta 29.16kW. En la Figura 3 se muestra la evolución de la capacidad en kW y la inversión en USD requeridas.

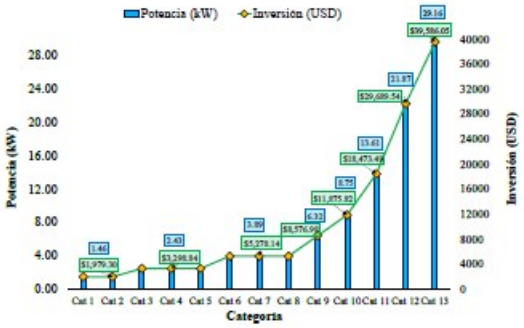

FIGURA 3.
Potencia e inversión requerida en sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento.

Algo similar se puede observar con la inversión en SGDA, es necesario inversiones que van desde USD 1,979.30 hasta USD 5,278.14 para las categorías iniciales, desde USD 6,597.68 hasta USD 8,576.98 en las categorías intermedias de consumo, y en las categorías finales, desde USD 11,875.82 hasta USD 39,586.05 rubros realmente muy elevados para la situación económica y social actual del país.

Adicionalmente, se puede observar que en las categorías iniciales de bajo y mediano consumo (Cat 1 – Cat 8), las inversiones son razonables mientras que en las categorías de mayor consumo (Cat 9 a Cat 13) la potencia e inversión requerida son un 700% mayor y ese perfil de consumo está destinado a usuarios de alto poder adquisitivo les convendría un SGDA.

3.2 Análisis de rentabilidad por categoría

El análisis de rentabilidad se enfoca en el cálculo de los índices TIR y RBC para cada una de las categorías en los 6 periodos planteados, además para las categorías con consumos medianos y altos (Cat 6 a Cat 13) se incluye el beneficio tributario en el cálculo de los flujos netos de efectivo.

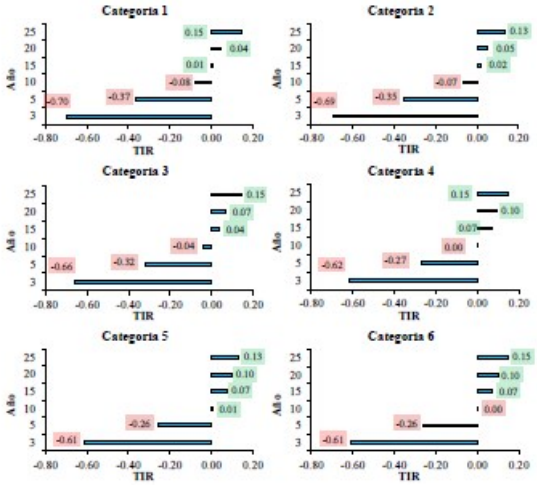

FIGURA 4.
Tasa Interna de Retorno TIR para categorías 1 a 6 por periodo.

Para las categorías de bajo consumo el TIR expresado en (p.u.) se muestra en la Figura 4 y se puede observar que para periodos comprendidos entre 3 a 10 años es

negativo, con lo cual se puede afirmar que los SGDA resultarían inviables, pues no garantizan un retorno de esa inversión; para periodos superiores a los 10 hasta 25 años, TIR es positivo, pero el valor obtenido no resulta atractivo para ejecutar esa inversión.

En la Figura 5 se muestra la TIR para las categorías de mediano consumo y alto consumo, se puede observar que para periodos comprendidos entre 3 a 5 años es negativo para las categorías de consumo medio (Cat 7 a Cat 9) y se vuelve positivo para periodos superiores a 5 años, es decir si un usuario de esta categoría desea instalar SGDA debe considerar que su periodo de recuperación de la inversión es alto. Para las categorías de alto consumo (Cat 10 a Cat 13) el TIR es negativo en el año 3, mientras en periodos superiores a 5 años y hasta 25 años, el TIR es positivo y con valores atractivos para periodos superiores a los 3 años, garantizando el retorno de esa inversión en periodos cortos en comparación a las categorías inicialmente analizadas.

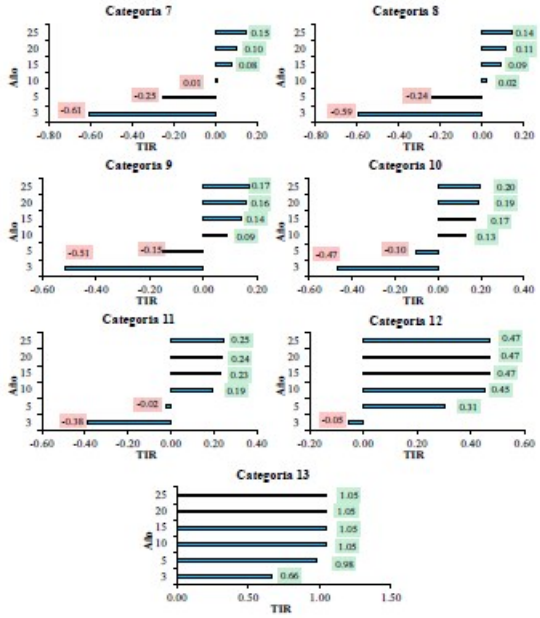

FIGURA 5.
Tasa Interna de Retorno TIR para categorías 7 a 13 por periodo.

El RBC analiza que tan beneficiosos resultan SGDA para el usuario con relación al costo del proyecto, las Figuras 5 y 6 muestran los resultados del análisis realizado en cada una de 13 las categorías. La Figura 6 muestra los resultados de las primeras 9 categorías que corresponden a usuarios de consumo bajo y medio, el RBC es menor a 1.00 y muestra que una inversión en SGDA para periodos entre los 3 y 9 años no generará beneficios económicos, en períodos superiores a los 10 años el RBC es superior a 1.00, es decir, el usuario que invierta en SGDA verá beneficios y recuperación de su inversión a partir de los 10 años.

Los usuarios categorizados con consumos medios mensuales entre 700kWh hasta 3500kWh (Cat 10 a Cat 13), consumos medios y altos en el sector residencial, muestran RBC menor a 1.00 para los usuarios con categoría Cat 10 y Cat 11 hasta el año 5, para el año 10 su RBC es mayor a 1.00, mientras que para los usuarios con categorías altas de consumo (Cat 12, Cat 13) su RBC en menor a 1.00 en periodos inferiores a los 3 años y mayor a 1.00 desde el año de instalación, estos resultados se muestran la Figura 7.

Los resultados permiten determinar que a los usuarios residenciales se les puede segmentar en tres grupos considerando los escenarios y variables analizadas, los mismos se describen a continuación:

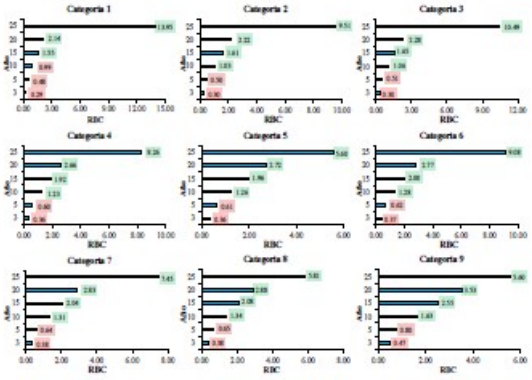

FIGURA 6.
Relación Beneficio - Costo para categorías 1 a 9 por periodo.

· Primer grupo, aquellos consumidores con categoría de consumo alto (Cat 12, Cat 13) que en realidad les conviene realizar una inversión cuyos índices TIR y RBC muestran retornos en periodos inferiores a los 3 años.

· Segundo grupo, a los usuarios de consumo energético bajo (Cat 1 a Cat 9) no les conviene la inversión en un SGDA debido a que el periodo de retorno de esa inversión analizando los indicadores TIR y RBC resulta superior a los 10 años.

· Tercer grupo, que corresponde a los usuarios en las categorías 10-11, quienes presentan consumos energéticos medios, donde los indicadores TIR y RBC son relativamente adecuados y los periodos de retorno de esa inversión está entre los 5 a 10 años, ya dependerá de la decisión del usuario.

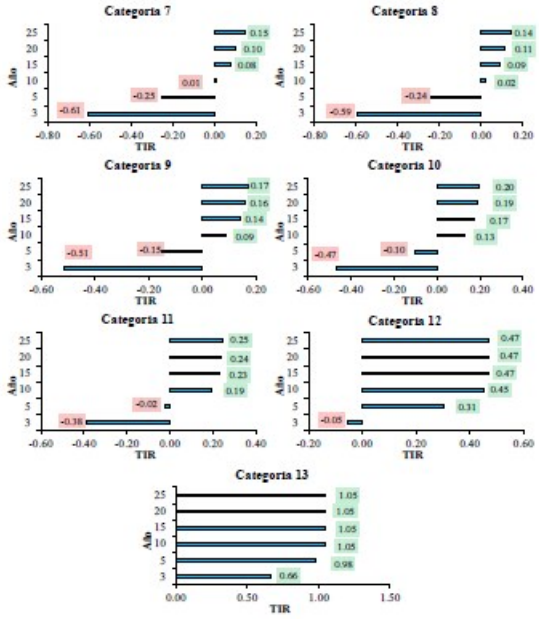

FIGURA 7.
Relación Beneficio - Costo para categorías 10 a 13 por periodo.

El estudio se realiza sobre la empresa distribuidora con mayor número de usuarios residenciales regulados de Ecuador y en una de las zonas con mejores registros de recurso solar en comparación a otras, así como, con la tarifa residencial más baja en comparación con otras zonas, bajo esas condiciones de análisis se puede inferir desde el punto de vista de rentabilidad que en otras zonas con peores condiciones en tarifa y recurso solar se pueda incurrir en proyectos de autoabastecimiento.

4. Conclusiones

El modelo realizado y sus resultados permiten determinar que en el sector residencial de Quito Ecuador existen tres segmentos de inversión en SGDA; el primero de ellos, aquellos usuarios con consumos mensuales superiores a 1500kWh, los cuales presentan periodos de retorno inferiores a 3 años, en este segmento de usuarios, la inclusión de reducciones en el pago de impuestos es un beneficio muy importante, así como el costo elevado de energía en esta categoría.

El segundo segmento está compuesto por usuarios con consumos de energía mensuales inferiores 500kWh, los cuales presentan indicadores TIR y RBC no favorables, así como periodos de retorno de la inversión superiores a 10 años, por lo cual a los usuarios de este segmento no es factible un SGDA con las condiciones actuales, básicamente por el bajo costo de la energía en el país y el no acceso a los beneficios tributarios acorde a la política actual.

El tercer grupo de usuarios está compuesto por consumos mensuales entre 500kWh y 1500kWh, sus indicadores TIR y RBC señalan retornos de inversión

entre los 5 y 10 años, la decisión de inversión en un SGDA depende exclusivamente del usuario y de los beneficios tributarios a los que pueda acceder en función de su condición socioeconómica.

A través de esta segmentación, se puede plantear y fomentar políticas públicas específicas para fomentar el uso de energías renovables en todos los sectores a través de marcos jurídicos actualizados, fomentar la investigación y capacitación, formular, promover y difundir todo tipo de incentivos y desincentivos, tanto económicos, financieros y tributarios orientados a masificar las renovables en los sectores de la oferta y demanda, sector público, privado academia y sociedad civil, especialmente focalizando para los usuarios cuyos índices de rentabilidad no resultan favorables, por ejemplo la reducción de impuestos específicos como el IVA o permitir la venta de excedentes.

Como trabajos complementarios a realizarse a futuro se puede incluir en el análisis al sector comercial e industrial, así también estimar el costo de venta de excedentes de los SGDA a la red y la segmentación con el análisis de rentabilidad con venta de excedentes para diferentes empresas distribuidoras del país. También considerar mecanismos de agrupamiento en comunidades energéticas y autoabastecimiento colectivo.

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran no tener algún conflicto de interés.

CONTRIBUCIÓN Y APROBACIÓN DE LOS AUTORES

J.M. y M.C. contribuyeron en la investigación, experimentación, así como en la conceptualización, preparación y corrección del artículo con un aporte del 90% del artículo, J.H. contribuye con la preparación, traducción y corrección del artículo con un aporte en el 10%.

Todos los autores afirmamos que se leyó y aprobó la versión final de este artículo.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Universidad Politécnica Salesiana y la carrera de Electricidad por el apoyo logístico y de infraestructura para la elaboración de este documento.

REFERENCIAS

[1] T. Gómez-Navarro and D. Ribó-Pérez, "Assessing the obstacles to the participation of renewable energy sources in the electricity market of Colombia," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 90, no. September 2016, pp. 131–141, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.015.

[2] C. Cristea, M. Cristea, and R. A. Tirnovan, "Techno- economic assessment of grid-connected residential rooftop photovoltaic systems using various photovoltaic technologies: A case study in the Northwestern Romania," SIELMEN 2021 - Proc. 11th Int. Conf. Electromechanical Energy Syst., pp. 408–412, 2021, doi: 10.1109/SIELMEN53755.2021.9600429.

[3] D. S. Ochoa, E. P. González, and R. C. Rodríguez, "Characterization of the demand for electric energy considering the integration of distributed energy resources," 2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living Energy Transition, FISE/CIGRE 2019, no. 1, 2019, doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984998.

[4] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, and C. R. Barreto-Calle, "Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador," Ingenius, no. 19, pp. 60–68, 2018, doi: 10.17163/ings.n19.2018.06.

[5] P. A. Benalcázar, "Distributed Photovoltaic Generation in Ecuador: Economic Analysis and Incentives Mechanisms", IEEE LAT AM T, vol. 18, no. 3, pp. 564–572, Apr. 2020.

[6] B. Petrovich, S. L. Hille, and R. Wüstenhagen, "Beauty and the budget: A segmentation of residential solar adopters," Ecol. Econ., vol. 164, no. May, p. 106353, 2019, doi: 10.1016/j.ecolecon.2019.106353.

[7] N. Mukisa, R. Zamora, and T. T. Lie, "Store-on grid scheme model for grid-tied solar photovoltaic systems for industrial sector application: Costs analysis," Sustain. Energy Technol. Assessments, vol. 41, no. May, p. 100797, 2020, doi: 10.1016/j.seta.2020.100797.

[8] N. J. Williams, P. Jaramillo, K. Campbell, B. Musanga, and I. Lyons-Galante, "Electricity Consumption and Load Profile Segmentation Analysis for Rural Micro Grid Customers in Tanzania," 2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica 2018, pp. 360–365, 2018, doi: 10.1109/PowerAfrica.2018.8521099.

[9] P. Benalcázar, J. Lara and M. Samper, "Distributed Photovoltaic Generation in Ecuador: Economic Analysis and Incentives Mechanisms," in IEEE Latin America Transactions, vol. 18, no. 03, pp. 564-572, March 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082728.

[10] B. Otieno, N. J. Williams, and P. McSharry, "Customer Segmentation for East African Microgrid Consumers," Importar imagen 2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica 2018, pp. 468–473, 2018, doi: 10.1109/PowerAfrica.2018.8521082.

[11] A. Pamula, "The role of marketing segmentation and targeting offers for smart grid solutions - A study of residential customers in Central Poland," in IET Conference Publications, 2014, vol. 2014, no. CP665, doi: 10.1049/cp.2014.1688.

[12] N. Khamis, T. C. Sin, and G. C. Hock, "Segmentation of Residential Customer Load Profile in Peninsular Malaysia using Jenks Natural Breaks," 2018 IEEE 7th Int. Conf. Power Energy, PECon 2018, pp. 128–131, 2018, doi: 10.1109/PECON.2018.8684113.

[13] J. C. Godoy, D. Villamar, R. Soria, C. Vaca, T. Hamacher, and F. Ordóñez, "Preparing the ecuador's power sector to enable a large-scale electric land transport," Energies, vol. 14, no. 18, pp. 1–22, 2021, doi: 10.3390/en14185728.

[14] M. A. Toledo, W. E. MacAncela, F. F. Aucapiña, C. M. Álvarez, and D. X. Morales, "Forecast of solar radiation with the application of neural networks in rural zones of Ecuador," 2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living Energy Transition, FISE/CIGRE 2019, 2019, doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984995.

[15] Á. Ordóñez, E. Sánchez, L. Rozas, R. García, and J. Parra- Domínguez, "Net-metering and net-billing in photovoltaic self-consumption: The cases of Ecuador and Spain," Sustain. Energy Technol. Assessments, vol. 53, no. June, p. 102434, 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102434.

[16] X. Serrano-Guerrero, D. Alvarez-Lozano, and S. F. L. Romero, "Influence of local climate on the tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar irradiation: A case study in Cuenca-Ecuador," 2019 IEEE Int. Autumn Meet. Power, Electron. Comput. ROPEC 2019, no. Ropec, 2019, doi: 10.1109/ROPEC48299.2019.9057102.

[17] G. K. T. M and K. R. M. Vijaya Chandrakala, "Techno- Economic Analysis for the Profitability of Residential PV- Battery System," 2022 4th International Conference on Energy, Power and Environment (ICEPE), 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICEPE55035.2022.9798004.

[18] F. Amoroso et al., "Simulation of an off-grid solar system to provide reliable energy access to the Island Community of Bellavista in Ecuador," 2020 Ieee Andescon, Andescon 2020, 2020, doi: 10.1109/ANDESCON50619.2020.9272119.

[19] J. Cevallos-Sierra and J. Ramos-Martin, "Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 81, no. August 2017, pp. 1154–1165, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.015.

[20] O. H. Alvarez and T. E. Montano, "The Global Solar Radiation in the Southern Region of Ecuador," OALib, vol. 06, no. 02, pp. 1–19, 2019, doi: 10.4236/oalib.1105183.

[21] R. C. Echegaray-Aveiga, M. Masabanda, F. Rodriguez, T. Toulkeridis, and F. Mato, "Solar Energy Potential in Ecuador," 2018 5th Int. Conf. eDemocracy eGovernment, ICEDEG 2018, pp. 46–51, 2018, doi: 10.1109/ICEDEG.2018.8372318.

[22] G. M. Vargas Gil, R. Bittencourt Aguiar Cunha, S. Giuseppe Di Santo, R. Machado Monaro, F. Fragoso Costa, and A. J. Sguarezi Filho, "Photovoltaic energy in South America: Current state and grid regulation for large-scale and distributed photovoltaic systems," Renew. Energy, vol. 162, pp. 1307–1320, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.08.022.

[23] M. Ali, A. Yousaf, and F. G. Seharan, "Feasibility evaluation of stand-alone photovoltaic systems for residential loads," 2018 9th Int. Renew. Energy Congr. IREC 2018, no. Irec, pp. 1–4, 2018, doi: 10.1109/IREC.2018.8362463.

[24] J. Althaus and D. Etschmann, "Boosting Solar Pv Markets: The Role of Quality Infrastructure," IRENA, The International Renewable Energy Agency. p. 145, 2017.

[25] D. Yang, H. Latchman, D. Tingling, and A. A. Amarsingh, "Design and Return on Investment Analysis of Residential Solar Photovoltaic Systems," IEEE Potentials, vol. 34, no. 4, pp. 11–17, 2015, doi: 10.1109/MPOT.2013.2284602.

[26] C. Washburn and M. Pablo-Romero, "Measures to promote renewable energies for electricity generation in Latin American countries," Energy Policy, vol. 128, no. December 2018, pp. 212–222, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.12.059.

[27] ARCERNNR, "'Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica,'" 2021.

[28] Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, "Pliego Tarifario Del Servicio Público De Energía Eléctrica Periodo: Enero-Diciembre 2021 Informe Institucional," 2021.

[29] Honorable Consejo Nacional, "Ley de regimen tributario interno," Regist. Of. Supl. 463, no. 34, p. 125, 2018, [Online]. Available: http://quito.com.ec/inversiones/download/Marco Normativo/Normas/ley_de_regimen_tributario_interno.pdf

30] V. Bertsch, J. Geldermann, and T. Lühn, "What drives the profitability of household PV investments, self- consumption and self-sufficiency?," Appl. Energy, vol. 204, pp. 1–15, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.055.

[31] E. Al. Ismail and S. M. Hashim, "An Economic Evaluation of Grid Connected Photovoltaic System for a Residential House in Khartoum," 2018 Int. Conf. Comput. Control. Electr. Electron. Eng. ICCCEEE 2018, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/ICCCEEE.2018.8515807.

[32] D. H. Romero, D. Icaza, and J. Gonzalez, "Technical - Economic Study for the Implementation of Solar Energy in the Presence of Biomass and Micro Hydraulic Generation, Importar imagen for Sectors that do not Have Electricity Supply in the Province of Bolívar-Ecuador," 7th Int. Conf. Smart Grid, icSmartGrid 2019, pp. 149–154, 2019, doi: 10.1109/icSmartGrid48354.2019.8990865.

[33] D. L. Talavera, E. Muñoz-Cerón, J. P. Ferrer-Rodríguez, and P. J. Pérez-Higueras, "Assessment of cost-competitiveness and profitability of fixed and tracking photovoltaic systems: The case of five specific sites," Renew. Energy, vol. 134, pp. 902–913, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.11.091.

[34] M. De Almansa, F. A. Campos, S. Doménech, and J. Villar, "Residential der cooperative investments," Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM, vol. 2019-Septe, 2019, doi: 10.1109/EEM.2019.8916424