

Technical and Economic Analysis for the Net Metering Implementation for several types of electricity customers in Ecuador

Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador

G.S. Salazar¹H.N. Arcos¹

¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
E-mail: sgaseb19@gmail.com; hugo.arcos@epn.edu.ec

Abstract

This article performs technical and economic analysis of the implementation of photovoltaic self-supply micro-factories (μ CFV) for different types and sizes of end-users of electrical energy (EU) in Ecuador. In this context and considering the Ecuadorian regulatory framework, technical and economic aspects of this type of generation projects are analyzed to propose improvement possibilities that can benefit both distribution companies (ED) and final consumers.

The categorization of residential, commercial, and industrial customers is carried out in the main distribution companies of the country using a "Clustering" technique in which technical and economic analyses are linked, this to establish the types of EU for which the financial technical analysis of the feasibility of implementation of photovoltaic micro plants is carried out.

The dimensioning of micro photovoltaic plants, for each typical customer, is carried out with the help of simulation software PVSyst, by analyzing the energy inputs in each case. Finally, an economic analysis is carried out based on indicators such as the Levelized Cost of Energy (LCOE), Network Parity, the Internal Rate of Return (IRR), and the Estimated Time of Recovery of the Investment (TERI), determining the viability of each of the projects.

Index terms— electrical self-consumption, Levelized Cost of Energy, photovoltaic generation, Internal Rate of Return, Estimated Time of Investment Recovery, Grid Parity, Net Metering.

Resumen

En el presente artículo se realiza un análisis técnico y económico de la implementación de micro centrales fotovoltaicas de autoabastecimiento (μ CFV) para varios tipos y tamaños de consumidores finales de energía eléctrica (CF) del Ecuador. En este contexto y considerando el marco normativo ecuatoriano, se analizan aspectos técnicos y económicos de este tipo de proyectos de generación con la finalidad de plantear posibilidades de mejora que puedan beneficiar tanto a las empresas distribuidoras (ED) como a los consumidores finales.

La categorización de clientes residenciales, comerciales e industriales se realiza en las principales empresas distribuidoras del país mediante una técnica "Clustering" en la que se vinculan análisis técnicos y económicos, esto con el objetivo de establecer los tipos de CF para los que se realiza el análisis técnico financiero de factibilidad de implementación de micro centrales fotovoltaicas.

El dimensionamiento de las micro centrales fotovoltaicas, para cada cliente tipo, se realiza con la asistencia del software de simulación PVSyst, analizándose en cada caso los aportes energéticos. Finalmente, se realiza un análisis económico a partir de indicadores como el LCOE, Paridad de Red, la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión (TERI), determinándose la viabilidad de cada uno de los proyectos.

Palabras clave— Autoabastecimiento Eléctrico, Costo Nivelado de Energía, generación fotovoltaica, Tasa Interna de Retorno, Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión, Paridad de Red, Net Metering.

Recibido: 26-04-2021, Aprobado tras revisión: 23-07-2021

Forma sugerida de citación: Salazar, G.; Arcos, H. (2021). "Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador". Revista Técnica "energía". No. 18, Issue I, Pp. 86-94

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2021 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

Los recursos primarios que sustentan a las denominadas energías renovables, se obtienen de fuentes teóricamente inagotables debido a su relativa abundancia o porque se regeneran con el transcurso del tiempo. Las fuentes primarias de energía renovable son: el Sol, la Tierra y la Luna. En la actualidad, se han desarrollado tecnologías para el aprovechamiento a gran escala de los diferentes tipos de energías renovables. En este artículo se hará énfasis en la obtención de electricidad a partir de la energía solar, conocida como generación fotovoltaica mediante el uso de módulos fotovoltaicos.

Ecuador, debido a su ubicación geográfica y la presencia de microclimas, tiene un gran potencial para la implementación de sistemas de generación fotovoltaica, lo que puede mejorar la competitividad en el sector industrial, aumentar la eficiencia energética global del sector eléctrico y desplazar el consumo de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica.

En este contexto se promulgó la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”, regulación que está dirigida a las empresas distribuidoras (ED) y a aquellos usuarios regulados, que decidan instalar en su predio un sistema fotovoltaico de generación distribuida (SFV) con una capacidad instalada de hasta 1 MW conectada en medio o bajo voltaje. Este sistema deberá conectarse en sincronismo con la red eléctrica y la producción de energía será para autoconsumo únicamente, aportando eventuales excedentes a la red [1]. Estos excedentes se utilizarán como un crédito de energía para compensarse en el futuro. Hasta marzo de 2021 se tiene un registro de 80 sistemas fotovoltaicos para autoabastecimiento en el Ecuador, con una potencia total de 3,0 MWp, y su implementación ha sido en consumidores residenciales, comerciales e industriales.

En este artículo se analiza la factibilidad de que los CF de las empresas nacionales de distribución puedan acogerse a la Regulación ARCONEL Nro. 003/18 “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”. Para este propósito, a través de casos de estudio, se realiza un análisis de diversos aspectos técnicos y económicos que intervienen en la generación fotovoltaica distribuida, tales como: Irradiación Solar, Costos de Inversión, Condiciones de Financiamiento, Tarifa Eléctrica, entre otros. Los resultados del análisis se reflejan en indicadores financieros como: Costo Nivelado de Energía (LCOE, por su acrónimo en inglés), Paridad de Red, Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión (TERI), permitiendo de esta manera evaluar la

conveniencia de la implementación de las micro centrales fotovoltaicas para autoabastecimiento.

2. MARCO TEÓRICO

Para entender de mejor manera el tratamiento que se da a la energía en el ámbito de la suscripción de un contrato de autoconsumo en sincronismo con la red, es oportuno describir el concepto de Net Metering, que consiste en un esquema mediante el cual el CF instala su propia central de generación fotovoltaica. El nombre Net Metering se debe a que se realiza un neteo mensual de la energía que consume el usuario con la que produce su μ CFV y la que toma desde la red eléctrica [2].

Con el propósito de exponer de mejor manera el concepto Net Metering, en la Fig. 1 se presenta un diagrama de carga de un consumidor en el que se ha sobrepuesto la curva de producción de su micro central. En color naranja se distinguen las cantidades de energía que no son autoabastecidas debido a que se encuentran en horas en las que no existe producción fotovoltaica, debiendo esta energía ser provista desde la red de la empresa eléctrica. En color amarillo se representa la demanda de energía que es autoabastecida por la central fotovoltaica y en color blanco se muestra la energía que se genera en exceso y que se entregará a la red de la empresa eléctrica para compensar a las áreas de color naranja. De esta forma el valor de generación fotovoltaica será igual a la demanda diaria de energía, proceso que se conoce como “neteo”.

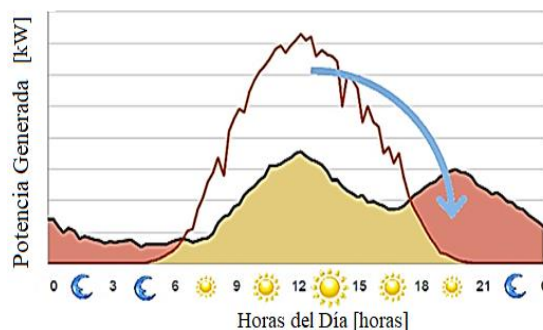


Figura 1: Esquema de Autoabastecimiento “Net Metering” [3]

De producirse un nivel de generación mayor que la demanda del consumidor, según lo estipulado en la Regulación 003/18, estos excedentes generan un crédito de energía que puede utilizarse para compensar consumos de hasta 24 meses posteriores al mes en el que se produjeron.

Costo Nivelado de Energía

La amplia gama de tecnologías de generación de energía eléctrica disponibles, ya sean renovables o no renovables, difieren mucho en sus variables físicas, económicas y en sus principios de operación. En este contexto, existe la necesidad de utilizar un parámetro con el que se pueda comparar el verdadero costo de producir

energía con cualquiera de estas tecnologías de generación.

El Costo Nivelado de Energía (LCOE por sus siglas en inglés) relaciona el costo presente neto de la instalación con el valor obtenido por ingresos de producción de una μ CFV [3][4][5], en otras palabras, el LCOE se puede considerar como el costo total promedio de construir y operar un activo por unidad de energía generada durante un período de tiempo.

La expresión utilizada para el cálculo del LCOE se muestra a continuación:

$$LCOE = \frac{\sum \frac{A+OYM}{producción} \times producción}{\sum producción} \quad (1)$$

$$A = INV \times CRF \quad (2)$$

Donde:

A:	Anualidad de Costos de Inversión [US\$/año]
INV:	Inversión Inicial [US\$]
CRF:	Factor de Retorno del Capital
OYM:	Anualidad de Costos de Operación y Mantenimiento [US\$/año]
producción:	producción anual de energía [kWh/año].

El LCOE permite verificar el punto de Paridad de Red, brindando una primera impresión de la factibilidad del proyecto y ayudando así a descartar de manera rápida los proyectos que estén sobre este punto de paridad.

En la Fig. 2 se muestra de forma esquemática el concepto de la paridad de red, en ella se observa que alrededor del año 2017 el costo de producción fotovoltaica (Costo Nivelado de Generación Fotovoltaica) llegó a ser menor o igual que la tarifa eléctrica promedio al consumidor final.

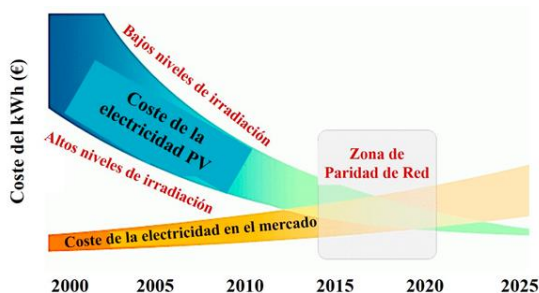


Figura 2: Paridad de Red [6]

3. CASOS DE ESTUDIO

Para el análisis se trabajó sobre la información de los clientes de dos de las principales empresas eléctricas de distribución del Ecuador: CNEL - Guayaquil y Empresa Eléctrica Quito, información entregada por la Agencia de

Regulación y Control de Electricidad y correspondiente al año 2019, analizándose la factibilidad de todas las categorías tarifarias y para distintos tamaños de μ CFV.

Clasificación de los Consumidores Finales

En el procesamiento de los catastros y facturación eléctrica de las dos ED se consideraron los siguientes datos de cada CF: energía facturada, la demanda máxima, nivel de voltaje, categoría comercial y tarifa asociada. Una vez depurada la base de datos, se clasificó a los CF de la siguiente manera:

- Consumidores Residenciales

Los usuarios residenciales se clasificaron por nivel mensual de consumo en los siguientes tres rangos: menor a 500 kWh-mes, entre 500 y 1500 kWh-mes y mayor a 1500 kWh-mes de consumo.

- Consumidores Comerciales

Se clasificaron según el nivel de voltaje al que se encuentran conectados: BAJO, MEDIO o ALTO VOLTAJE y dentro de esa clasificación se consideró los usuarios con tarifa horaria diferenciada y los usuarios sin tarifa horaria diferenciada.

- Consumidores Industriales

Se clasificaron según el nivel de voltaje al que se encuentran alimentados: BAJO, MEDIO y ALTO VOLTAJE y dentro de esa clasificación se consideró los usuarios con tarifa horaria diferenciada y los usuarios sin tarifa horaria diferenciada.

En la Tabla 1 se presenta el total de CF procesados para la Empresa Eléctrica Quito y CNEL - Guayaquil, respectivamente.

Tabla 1: Universo de Clientes de las Empresas Distribuidoras

Consumidores por Empresa Distribuidora		
Tipo de Consumidor	EEQ	CNEL-Guayaquil
Consumidores Residenciales	897.113	715.002
Consumidores Comerciales	136.641	78.026
Consumidores Industriales	13.233	2.316
Total de Consumidores	1.046.987	795.344

Una vez que se clasificaron los usuarios, se procedió con la obtención del cliente representativo utilizando el método de clustering expuesto a continuación.

Determinación del Cliente Representativo

Los algoritmos de agrupamiento K-Means son considerados como algoritmos de aprendizaje no supervisado ya que buscan patrones en los datos sin la necesidad de tener una predicción específica como objetivo [7]. En la Fig. 3 se presenta el esquema del algoritmo de clustering K-Means.



En este método los grupos se identifican minimizando el error de agrupación [8] y se establece como parámetro de entrada el número de grupos en los cuales se va a dividir los elementos. La validación de los clusters se realizó mediante la aplicación del indicador “DaviesBouldin”, la corrida del script para número elevado de iteraciones y en base a la experiencia personal. Para presentar de mejor manera los resultados, se denominaron los diferentes clientes de las ED de la forma que se muestra en las Tabla 2. Los resultados se ven reflejados en la energía real consumida por cada consumidor tipo.

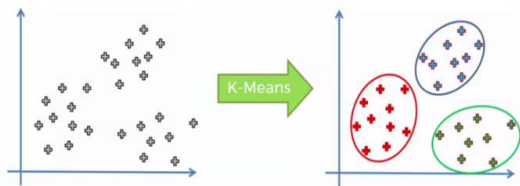


Figura 3: Método K-Means [9]

Tabla 2: Denominación de los Consumidores de las Empresas Distribuidoras

Tipo de Cliente	Categoría Tarifaria	Notación	
		CNEL-Guayaquil	EEQ
COMERCIAL	Baja sin Demanda Horaria	A	A
	Baja con Demanda Horaria	B	B
	Media sin Demanda Horaria	C	-
	Media con Demanda Horaria	D	C
	Alta con Demanda Horaria	E	D
INDUSTRIAL	Baja sin Demanda Horaria	A	A
	Media sin Demanda Horaria	B	B
	Media con Demanda Horaria	C	C
	Alta con Demanda Horaria	D	D

Donde:

- CDH: Categoría con demanda horaria
- SDH: Categoría sin demanda horaria.

4. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA AUTOGENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Para que un proyecto sea factible para el inversionista existen varios parámetros que se deben analizar previo a la toma de alguna decisión. A continuación, se describen cada uno de esos parámetros y el estado actual en el caso de estudio.

4.1. Tarifas Eléctricas

La categoría tarifaria a la que pertenece cada consumidor es un factor muy importante para analizar su estado actual. En este estudio se toman en cuenta todas las categorías tarifarias vigentes en las dos ED.

La tarifa residencial en el Ecuador tiene un modelo de “Escalones Crecientes” según el rango de consumo mensual de energía, presentando un crecimiento ligero para los escalones de consumos mensuales bajos y un crecimiento exponencial para consumos a partir de los 500 kWh-mes según el pliego tarifario vigente para el Ecuador [10], tal como se aprecia en la Fig. 4.

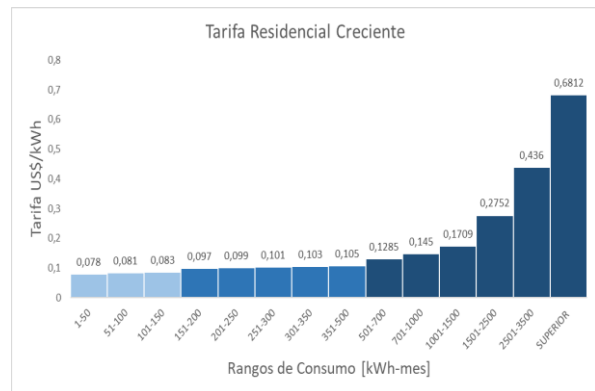


Figura 4: Tarifa Eléctrica para consumidores residenciales [4]

Por otra parte, para los clientes comerciales e industriales se tomaron en cuenta los dos modelos tarifarios existentes: con demanda horaria diferenciada y sin demanda horaria diferenciada. El modelo tarifario implementado en el Ecuador para los clientes con demanda horaria diferenciada es conocido como “Time of Use Tariff” o Tarifas Diferenciadas por Periodo de Consumo. En este esquema se determinan tres bandas horarias de consumo: baja, media y pico. La tarifa es diferente para cada banda, siendo mayor para la banda de consumo pico, seguida por la banda de consumo medio y siendo menor en la banda de consumo bajo. Es un esquema que brinda una señal temporal del costo de la energía a los clientes. Este modelo tarifario se presenta en la Fig. 5.

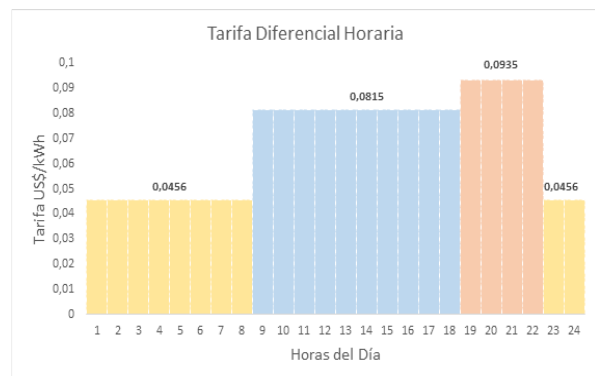


Figura 5: Tarifa Industrial Diferencial Horaria [4]





Figura 7: Flujo Financiero [Elaboración Propia]

Los indicadores financieros obtenidos son: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión (TERI) o Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI). Estos indicadores junto con el LCOE permiten analizar la factibilidad financiera de cada proyecto. Los parámetros generales utilizados en este estudio para la elaboración de todos los flujos financieros se presentan en la Tabla 4 y en las ecuaciones 4 y 5.

Tabla 4: Parámetros de Entrada del Flujo Financiero

PARÁMETROS FINANCIEROS	
Tasa de Interés	8,50%
Tasa de Descuento	8,00%
Años de Análisis	20

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FNC_t}{(1+d)^t} \quad (4)$$

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{FNC_t}{(1+d)^t} = 0 \quad (5)$$

Donde:

FNC_t Flujo Neto de Caja en el periodo t [US\$/año]

d Tasa de Descuento [%]

n Número Total de Años

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para ejemplificar la metodología del análisis de factibilidad, a continuación, se muestran los resultados obtenidos para consumidores comerciales conectados en alto voltaje con demanda horaria diferenciada para clientes de las dos ED bajo estudio.

5.1. Empresa Eléctrica Quito

En las Tablas 5 y 6 se presentan los resultados del dimensionamiento de la μ CFV y las características del arreglo fotovoltaico respectivamente.

Se observa que para producir 1951 MWh-año, se requiere una planta de 1100 kWp y 1000 kWac y son necesarios 2340 módulos FV de una potencia de 470 W/panel. En la Tabla 7, se presentan los resultados del

análisis económico realizado, en tanto que en la Fig. 8 se presenta el Valor Neto Acumulado en el transcurso de los 20 años de análisis.

Tabla 5: Dimensionamiento Cliente Comercial con Demanda Horaria

DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO	
ENERGÍA MENSUAL [kWh]	153.300,00
POTENCIA DEL PV [kWp]	1.100,00
FACTOR DE PLANTA	0,20
COSTO POR WATIO INSTALADO [US\$/kWp]	0,94
PRODUCCIÓN ANUAL [MWh/año]	1.951,00

Tabla 6: Características del Arreglo Fotovoltaico

DATOS	
POTENCIA POR PANEL (W)	470
POTENCIA POR INVERSOR (kW)	175
TOTAL INVERSORES	6
RESULTADOS	
PANELES EN SERIE	26
CADENAS POR INVERSOR	15
TOTAL CADENAS	90
TOTAL PANELES	2.340

Tabla 7: Resultados del Análisis Económico

ANÁLISIS ECONÓMICO	
VAN	\$1.275.540,88
TIR	50,05%
TERI	3 AÑOS
LCOE	0,062



Figura 8: Valor Neto Acumulado de un cliente comercial

5.2. Unidad de Negocio CNEL-Guayaquil E.P

En las Tablas 8 y 9 se presentan los resultados del dimensionamiento de la μ CFV y las características del arreglo fotovoltaico respectivamente.

Se observa que para producir 1646 MWh-año, se requiere una planta de 1100 kWp y 1000 kWac y son necesarios 2340 módulos FV de una potencia de 470

W/panel. En la Tabla 10, se presentan los resultados del análisis económico realizado, en tanto que en la Fig. 9 se presenta el Valor Neto Acumulado en el transcurso de los 20 años de análisis.

Tabla 8: Dimensionamiento Cliente Comercial con Demanda Horaria

DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO	
ENERGÍA MENSUAL [kWh]	153.300,00
POTENCIA DEL PV [kWp]	1.100,00
FACTOR DE PLANTA	0,17
COSTO POR WATIO INSTALADO [US\$/kWp]	0,94
PRODUCCIÓN ANUAL [MWh/año]	1.646,00

Tabla 9: Características del Arreglo Fotovoltaico

DATOS	
POTENCIA POR PANEL (W)	470
POTENCIA POR INVERSOR (kW)	175
TOTAL INVERSORES	6
RESULTADOS	
PANELES EN SERIE	26
CADENAS POR INVERSOR	15
TOTAL CADENAS	90
TOTAL PANELES	2.340

Tabla 10: Resultados del Análisis Económico

ANÁLISIS ECONÓMICO	
VAN	\$977.129,54
TIR	38,80%
TERI	4 AÑOS
LCOE	0,074



Figura 9: Valor Neto Acumulado de un cliente comercial

Se puede observar que, para los dos casos de estudio, la inversión es apropiada ya que los indicadores financieros son positivos. Sin embargo, se evidencia que

el factor irradiación solar afecta notoriamente en la producción de la central, aumentando los ingresos anuales en la ciudad de Quito en comparación con la ciudad de Guayaquil.

5.3. Resultados del análisis para los diferentes consumidores tipo

A continuación, se presentan los resultados del análisis de factibilidad para los distintos tipos y tamaños de clientes de las dos ED.

- *Resultados para Empresa Eléctrica Quito S.A.*

En la Fig. 10 se observa que la inversión es factible desde el punto de vista financiero para los usuarios residenciales que tengan un consumo mayor a los 300 kWh-mes. En la Fig. 11, para usuarios de categoría comercial, se puede observar que el LCOE es menor a la tarifa promedio ofertada por la EEQ en todos los casos de estudio, ya sea conectados a bajo, medio o alto voltaje. Por otra parte, exclusivamente para los casos D y C, los Tiempos Estimados de Recuperación de la Inversión (TERI) son del orden de 3 años.

En la Fig. 12 se puede apreciar que, para los casos de clientes de categoría industrial, en la ciudad de Quito, el costo nivelado de la energía (LCOE) es menor a la tarifa cobrada por la empresa distribuidora y también el tiempo estimado de recuperación de la inversión es adecuado para los casos C y D. Estos son dos aspectos que determinan la factibilidad financiera de los proyectos para los casos analizados.

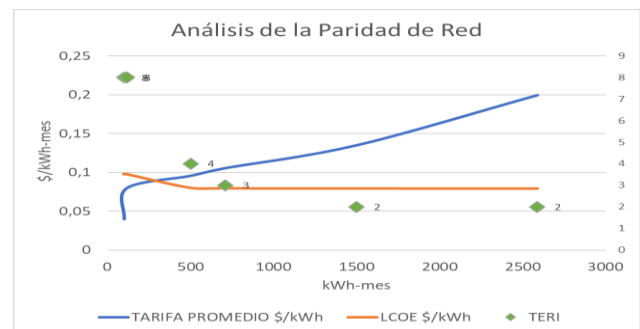


Figura 10: Análisis de la paridad de red de los usuarios residenciales

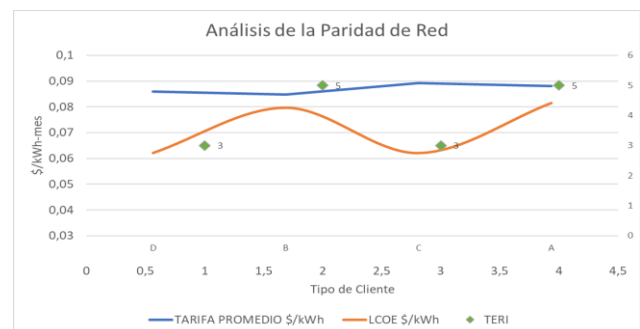


Figura 11: Análisis de la paridad de red de los usuarios comerciales



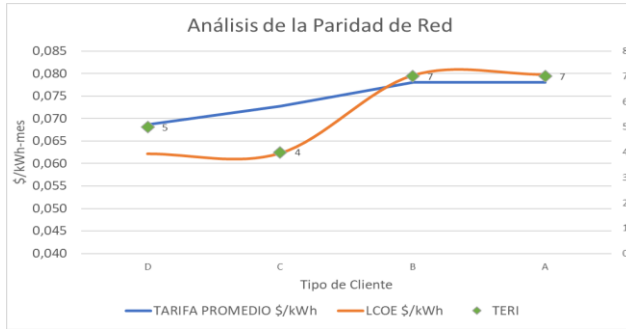


Figura 12: Análisis de la paridad de red de los usuarios industriales

- Resultados para CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil.

En la Fig. 13, para usuarios residenciales, se observa que el precio de producción de la energía de la central fotovoltaica es más económico a partir de los 500 kWh-mes. En el caso de los usuarios comerciales, en la Fig. 14, se observa que para los consumidores conectados a bajo voltaje con demanda horaria la tarifa actual es más económica que el costo nivelado de energía por lo tanto se descarta la inversión. Lo contrario sucede en los usuarios conectados a bajo voltaje sin demanda horaria, medio voltaje sin demanda horaria, medio voltaje con demanda horaria y alto voltaje con demanda horaria, en donde la inversión es financieramente atractiva y el Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión (TERI) es adecuado.

Para todos los casos correspondientes a usuarios industriales, ya sean en bajo, medio o alto voltaje, la inversión se debe analizar minuciosamente ya que el LCOE es mayor a la tarifa promedio cobrada por la empresa distribuidora y el Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión (TERI) es de 8 años. Esto se aprecia en la Fig. 15.



Figura 13: Análisis de la paridad de red de los usuarios residenciales

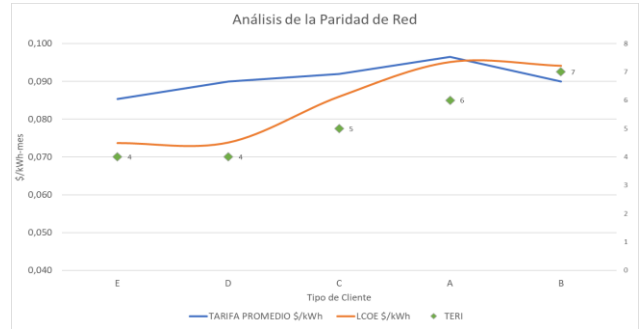


Figura 14: Análisis de la paridad de red de los usuarios comerciales

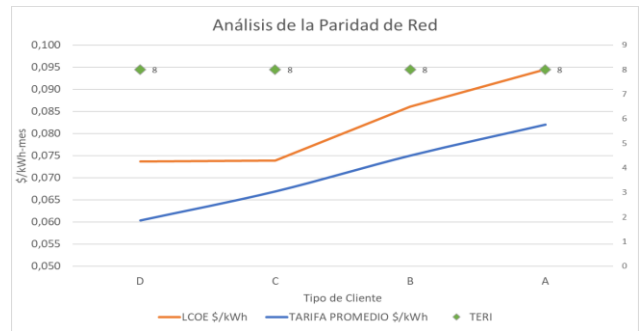


Figura 15: Análisis de la paridad de red de los usuarios Industriales

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El esquema de autoabastecimiento conocido como Net Metering, implementado en el Ecuador a través de la Regulación ARCONEL Nro. 003/18, es un esquema factible para diferentes tipos de consumidores de energía eléctrica. Los costos actuales de la tecnología fotovoltaica y la buena irradiación solar del Ecuador hacen que éste sea un esquema válido y atractivo para el desarrollo de energías renovables en nuestro país.
- Los indicadores financieros de proyectos de autoabastecimiento fotovoltaico mejoran considerablemente para sitios con mejor irradiación solar y para clientes con tarifas eléctricas altas. Se verifica que, para un proyecto de 1000 kW, en la ciudad de Quito se obtiene una TIR de 50.05 %, en tanto que en Guayaquil se obtiene un 38.80%. En ambos casos, la inversión inicial y las tarifas de usuario final son iguales, sin embargo, la irradiación solar es la diferencia fundamental.
- Sobre la base de los resultados obtenidos para los clientes residenciales de la ciudad de Quito, se determina la factibilidad financiera de implementación del Net Metering para clientes con consumos de energía superiores a los 300 kWh-mes. Para la ciudad de Guayaquil, considerando el menor recurso solar disponible, se determina la factibilidad para clientes con consumos mensuales de energía superiores a los 500 kWh-mes.

- Del análisis técnico y financiero para clientes comerciales, se determinó que para el caso de la Empresa Eléctrica CNEL Unidad de Negocio Guayaquil, el esquema de autoabastecimiento es factible para usuarios conectados a bajo voltaje sin demanda horaria, medio voltaje sin demanda horaria, medio voltaje con demanda horaria y alto voltaje con demanda horaria. Para clientes comerciales de la Empresa Eléctrica Quito se determinó la factibilidad de implementación del esquema Net Metering para todas las categorías tarifarias y niveles de voltaje.
- Para el caso de clientes industriales de la ciudad de Guayaquil, la implementación del autoabastecimiento con el esquema Net Metering se debe analizar minuciosamente. Para clientes conectados en medio y alto voltaje la factibilidad dependerá de la optimización en los costos de inversión. En la ciudad de Quito, la factibilidad se verificó para clientes industriales conectados a medio voltaje con demanda horaria y clientes conectados en alto voltaje con demanda horaria.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda que, en sus respectivos ámbitos, los diferentes actores del sector eléctrico, académico, industrial, de la construcción, comercial y turismo, fomenten con mayor énfasis el desarrollo de proyectos de autoabastecimiento fotovoltaico en el Ecuador. Esto permitirá que mayor cantidad de usuarios del servicio eléctrico optimicen sus costos de abastecimiento y fomentará la inversión privada para la expansión en generación eléctrica renovable.
- Es recomendable que, como complemento a la Regulación Técnica de ARCONEL, para la aplicación del Net Metering, se mantengan los demás incentivos tributarios y arancelarios para el desarrollo de energía renovable. Esto complementará un ambiente adecuado para la inversión privada y la expansión en generación distribuida.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ARCONEL, REGULACIÓN Nro. ARCONEL - 003/18. Ecuador, 2018.
- [2] F. P. Manjón, «SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NET METERING,» Barcelona, 2012.
- [3] S. S. Pérez, «Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador,» Quito, 2020.
- [4] energyavm, «energyavm,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/>. [Último acceso: 06 2021].
- [5] NRDC, «El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile: derribando algunos mitos,» New York, 2012.

- [6] I.Martil. (2018, March 13). Paridad de red en el sector eléctrico y sus condicionantes. [Online]. Available: <https://blogs.cdcomunicacion.es/ignacio/2018/03/13/paridad-de-red-en-el-sector-electrico/>
- [7] K-Means: Agrupamiento con Minería de datos. [Online]. Available: <https://estrategiastrading.com/k-means/>.
- [8] Wang, X., Bai, Y. The global Minmax k-means algorithm. SpringerPlus 5, 1665 (2016).
- [9] K Means Clustering Data Science and Learning Medium. [Online]. Available: <https://medium.com/data-science-and-learning/k-means-clustering-4a700d4a4720>.
- [10] ARCONEL, Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución - Servicio público de energía eléctrica, vol. 18. Ecuador, 2020.
- [11] CONELEC, ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA. Ecuador, 2008.



Sebastián Salazar Pérez.- Nació en Quito en el año de 1997. Sus estudios secundarios los realizó en el Colegio Municipal Sebastián de Benalcázar en Quito. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2020. Sus áreas de interés son:

Distribución de Energía Eléctrica, Despacho Económico, Alto Voltaje, Eficiencia Energética y Energías Renovables.



Hugo Arcos Martínez. - Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1998 y PhD en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de San Juan de Argentina en 2003. Ha desarrollado su carrera profesional

en diversas instituciones del sector eléctrico ecuatoriano y actualmente se desempeña como Coordinador de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son: modelación de sistemas eléctricos de potencia, estudios en estado estable y transitorio y confiabilidad de SEP.