



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

“Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL-003/18)”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico.

Autores:

Janeth Fernanda Romero Crespo

CI:0302477807

Jonnathan Ismael Flores Peralta

CI:0106396435

Director y Codirector:

Ing. Juan Leonardo Espinoza Abad

CI: 0102559325

Ing. Luis Gerardo Gonzales Morales

CI: 1729711059

Cuenca, Ecuador

24-octubre-2019



Resumen: El Ecuador tiene una posición geográfica privilegiada para la generación solar debido a que los rayos solares inciden de manera perpendicular sobre su superficie, lo que favorece el promedio de kWh/m²/día para la generación eléctrica. El Estado ecuatoriano, incentiva el uso de fuentes de energías renovables no convencionales para la generación eléctrica, emitiendo la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 a finales del año 2018 y se establecen los requisitos para que un usuario instale un sistema de microgeneración solar fotovoltaico conectado a la red de baja tensión para autoconsumo bajo el modelo de balance neto de energía (Net Metering). El presente trabajo se enfoca en el estudio de la implementación de un sistema de microgeneración solar fotovoltaico en la vivienda de una familia de clase media-alta de la ciudad de Cuenca, Ecuador. En dicho domicilio se instaló dos paneles solares y un micro-inversor con una potencia de 550Wp. El trabajo de monitoreo y registro de datos se lo hizo durante un mes corrido, entre agosto y septiembre de 2019. La vivienda analizada presenta un consumo promedio mensual de 403,17 kWh, y el sistema fotovoltaico permitió una generación de 57,91 kWh, lo que representa el 14,36% del consumo total de la vivienda. Si bien la Regulación ARCONEL 003/18 se presenta como una alternativa para incentivar la instalación de microsistemas solares fotovoltaicos para autoconsumo, el presente estudio sugiere que no sería una política del todo efectiva para el actual contexto ecuatoriano y recomienda su revisión y algunas alternativas a tener en cuenta.

Palabras claves: Energías renovables no convencionales. Regulación ARCONEL No. 003-/18. Sistema de microgeneración fotovoltaica. Energía solar fotovoltaica.



Abstract: Ecuador has a privileged geographical position for solar generation due to the fact that solar rays affect its surface perpendicularly, which favors the average kWh/m²/day for electricity generation. The Ecuadorian State encourages the use of non-conventional renewable energy sources for electricity generation, issuing Regulation No. ARCONEL 003/18 at the end of 2018 and establishes the requirements for a user to install a photovoltaic solar micro-generation system connected to the low-voltage grid for self-consumption under the Net Metering model. The present work focuses on the study of the implementation of a solar photovoltaic microgeneration system in the home of an upper-middle class family in the city of Cuenca, Ecuador. Two solar panels and a micro-inverter with a power of 550Wp were installed in this house. The monitoring and data recording work was done during a month, between August and September 2019. The analyzed house presents an average monthly consumption of 403.17 kWh, and the photovoltaic system allowed a generation of 57.91 kWh, which represents 14.36% of the total consumption of the house. Although Regulation ARCONEL 003/18 is presented as an alternative to encourage the installation of photovoltaic solar microsystems for self-consumption, the present study suggests that it would not be a fully effective policy for the current Ecuadorian context and recommends its revision and some alternatives to be taken into account

Keywords: Non-conventional renewable energies. Regulation ARCONEL No. 003-/18. Photovoltaic microgeneration system. Photovoltaic solar energy.



ÍNDICE DE CONTENIDO

Resumen:.....	2
Abstract:	3
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	4
INDICE DE FIGURAS.....	7
INDICE DE TABLAS	8
1. CAPÍTULO 1	16
1.1 Introducción.....	16
1.2 Alcance.....	17
1.3 Objetivo General	17
1.4 Objetivos Específicos	17
1.5 Metodología	18
1.6 Contenido	18
2. CAPÍTULO 2	19
Marco teórico.....	19
2.1 Antecedentes	19
2.2 Definiciones	20
2.3 Fundamentos de la radiación solar	22
2.3.1 Características de la radiación solar.....	22
2.3.2 Balance de radiación	23
2.3.3 Radiación Directa	23
2.3.4 Radiación Solar Difusa	23
2.3.5 Radiación Solar Reflejada	24
2.3.6 Radiación Global	24
2.4 Energía solar	24
2.4.1 Energía solar pasiva	25
2.4.2 Energía solar fotovoltaica	25
2.4.3 La energía solar térmica	26
2.5 Generación solar fotovoltaica	27
2.5.1 Breve historia de los paneles solares.....	27
2.5.2 Generación Solar Fotovoltaica en Latinoamérica	28
2.5.3 Generación Solar Fotovoltaica en Ecuador	29



2.6 Componentes de una instalación solar fotovoltaica	30
2.6.1 Célula Fotovoltaica	31
2.6.2 Inversores de Corriente	33
2.6.3 Seguidores Solares	36
2.6.4 Cableado	36
2.7 Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas	37
2.7.1 Instalaciones aisladas de la red	37
2.7.2 Instalaciones conectadas a la red	38
2.8 Elementos de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red	39
2.8.1 Tensión de Trabajo	39
2.8.2 Inversores conectados a la red	39
2.8.3 Conectividad Eléctrica	43
2.8.4 Equipamientos de conexión a la red	43
2.8.5 Punto de conexión a la red	44
2.8.6 Rendimiento de una instalación fotovoltaica	44
2.8.7 Pérdidas energéticas	46
2.8.8 Fallas en una instalación fotovoltaica	47
3. CAPÍTULO 3	49
Estudio de la regulación y normativa para la instalación de	49
sistemas solares fotovoltaicos residenciales	49
3.1 Regulación de micro generadoras eléctricas a nivel mundial	49
3.2 Net Metering	49
3.3 Net Billing	50
3.4 Políticas de promoción para la autogeneración	51
con energía solar fotovoltaica en América Latina	51
Uruguay	51
Brasil	53
México	54
Chile	56
Bolivia	57
Paraguay	58
Costa Rica	59



Colombia.....	61
Perú.....	62
Guatemala.....	62
Argentina.....	63
3.5 Políticas de Energías Renovables en el Ecuador.....	66
3.6 Análisis de la Regulación Nro. ARCONEL-003/18.....	67
3.6.1 Análisis del capítulo 1 “Autorización para la conexión, instalación y operación de consumidores con μ SFV”.....	67
3.6.2 Análisis del capítulo 2 “Condiciones generales para la participación de consumidores con μ SFV”.....	70
3.6.3 Análisis del Capítulo 3 “Aspectos técnicos”.....	71
4. CAPÍTULO 4.....	76
Evaluación Técnica y Económica para la Aplicación del μ SFV en un Domicilio.....	76
4.1 Pruebas en el laboratorio.....	81
4.2 Instalación del μ SFV en un Domicilio.....	83
4.3 Análisis de casos de estudio.....	85
4.3.1 Caso1. Día con mayor generación de energía de los paneles solares.....	85
4.3.2 Caso 2. Día que se inyectó la mayor cantidad de energía a la red.....	87
4.3.3 Caso 3. Día de mayor consumo del domicilio.....	89
4.3.4 Caso 4. Consumo en una vivienda de clase media baja.....	90
4.4 Análisis de energía en el μ SFV.....	91
4.5 Análisis Económico.....	94
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	101
5.1 CONCLUSIONES.....	101
5.2 RECOMENDACIONES.....	103
Bibliografía.....	105
ANEXOS.....	109
ANEXO 1.....	109
ANEXO 2.....	111



INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. Tipos de Radiación Solar [3]	24
FIGURA 2. Energía solar pasiva. [5]	25
FIGURA 3. Energía solar fotovoltaica. [6].....	26
FIGURA 4. Energía solar térmica [7].....	26
FIGURA 5. Radiación global promedio en Ecuador [15].....	30
FIGURA 6. Forma típica de rendimiento de un inversor en función del f.p [16]	35
FIGURA 7. Esquema Net Metering [17].....	50
FIGURA 8. Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en países latinoamericanos [10] 65	
FIGURA 9. Esquema de instalación del μ SFV [40].....	68
FIGURA 10. Vista Lateral de la Vivienda de estudio con μ SFV. [41].....	76
FIGURA 11. Curva características de los paneles solares fotovoltaicos (260W). [42]	77
FIGURA 12. Curva con pérdidas causadas por sombras. [43]	78
FIGURA 13. Rendimiento lineal de los paneles solares. [42].....	78
FIGURA 14. Diagrama de una instalación fotovoltaica para interconexión con la red. [45].....	80
FIGURA 15. Conexión del equipo 1P2W [46].....	81
FIGURA 16. Curva de potencia de los paneles a lo largo del día de medición. [41].....	82
FIGURA 17. Radiación del día 07 de Junio de 2019. [41]	82
FIGURA 18. Energía Generada por los paneles [41]	83
FIGURA 19. Conexión para el registro de potencia y energía en el medidor PW_3337. [46]	84
FIGURA 20. Radiación solar durante el mes de estudio. [41].....	84
FIGURA 21. Radiación solar en el día 22 del mes de estudio [41]	85
FIGURA 22. P de generación y demanda en la vivienda del día 22 del mes de estudio. [41].....	86
FIGURA 23. Energía de generación de los paneles y energía de consumo de la vivienda analizada en el día 22 del mes de estudio [41]	87
FIGURA 24. Curvas de potencia de los paneles y curva de demanda del domicilio en un día... 88	
FIGURA 25. Curvas de energía generada y consumida [41]	89
FIGURA 26. Curvas de demanda del domicilio y potencia de paneles (28-08-2019) [41]	89
FIGURA 27. Curvas de consumo de Energía y Curva de generación de energía. [41].....	90
FIGURA 28. Comportamiento de la curva de demanda de un domicilio	91
FIGURA 29. Energía diaria generada en un mes de estudio. [41]	93



INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Gases del efecto invernadero. [1].....	19
Tabla 2. Potencia máxima permitida para inyectar a la red en Uruguay. [20]	52
Tabla 3. Tarifas eléctricas Residencial en Latinoamérica [37]	65
Tabla 4. Especificaciones técnicas del panel JKM275PP [42].....	79
Tabla 5. Especificaciones técnicas del micro-inversor WVC600-120AC [44].....	79
Tabla 6. Promedio de energía consumida en 6 meses. [41]	91
Tabla 7. Cuadro resumen de energía generada y consumida en el mes de estudio. [41]	92
Tabla 8. Análisis económico del estudio e instalación del μ SFV [41]	95
Tabla 9. Pliego tarifario, S. residencial aplicados por la empresa de	96
Tabla 10. Ahorro mensual del usuario con el μ SFV según el pliego tarifario. [41]	97
Tabla 11. Promedio de consumo del domicilio en estudio [41]	97
Tabla 12. Ahorro mensual del usuario de clase media-alta con una proyección	97
Tabla 13. Ahorro mensual del usuario de clase media-baja con una proyección	98
Tabla 14. Tasa de interés a plazo fijo en diferentes instituciones financieras en la Ciudad de Cuenca [41]	99



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Janeth Fernanda Romero Crespo en calidad de autora y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL- 003/18)", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, octubre de 2019

Janeth Fernanda Romero Crespo

C.I: 0302477807



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Jonnathan Ismael Flores Peralta en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL-003/18)", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, octubre de 2019

Jonnathan Ismael Flores Peralta

C.I: 0106396435



Cláusula de Propiedad Intelectual

Janeth Fernanda Romero Crespo, autora del trabajo de titulación "Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL- 003/18)", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autora.

Cuenca, octubre de 2019

Janeth Fernanda Romero Crespo

C.I.: 0302477807



Cláusula de Propiedad Intelectual

Jonnathan Ismael Flores Peralta ,autor del trabajo de titulación “Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL- 003/18)”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre de 2019

Jonnathan Ismael Flores Peralta

C.I: 0106396435



DEDICATORIA:

A mi amado y nunca olvidado abuelito,

Luis Cornelio Crespo Parra.

Janeth F. Romero Crespo



DEDICATORIA:

Este trabajo de titulación quiero dedicar a mi madre que es el pilar fundamental en mi vida que, con su paciencia, cariño y amor me ha dado la fortaleza para seguir luchando para que mis sueños se conviertan en realidad. También lo dedico a mi padre y a mis hermanos que me han apoyado en el día a día, para alcanzar esta meta.

Jonnathan I. Flores Peralta



AGRADECIMIENTOS:

Agradezco a Dios por haberme permitido subir un escalón más en esta etapa, a mis padres Bolívar y Narcisa por confiar fielmente en mis capacidades y apoyarme día tras día sin permitir que me rindiera, a mi pequeño y amado hijo Jean Pool quien con sus abrazos me reconforta para continuar en la lucha diaria y por haber sido la principal motivación de continuar con mi carrera universitaria. A mis hermanos Ronald, Mauricio y Miguel que me han apoyado desde siempre, a mi familia y amigos que durante esta etapa me han apoyado fielmente.

A mi amigo, compañero y colega J.F ya que, gracias a su apoyo y dedicación, hemos culminado este trabajo.

Janeth F. Romero Crespo

Primero quiero agradecer a Dios que me dio salud y sabiduría para cumplir con esta meta en mi vida.

Agradezco a mis padres Blanca y Pedro, que siempre me brindaron su apoyo y cariño a lo largo de mis estudios. A mis hermanos Xavier, Bryam y Juan José que siempre me motivaron a seguir adelante y no rendirme jamás.

Agradezco también a mi amiga y compañera de tesis Janeth que con su apoyo se logró culminar este trabajo.

Un agradecimiento especial para mis mejores amigas Cristina y Belén que hicieron que mi etapa en la universidad fuera la mejor de mi vida.

Jonathan I. Flores Peralta

A los Ingenieros Juan Leonardo Espinoza y Luis Gonzáles Moráles que, por su apoyo incondicional, paciencia, dedicación, motivación, sobre todo por su tiempo y conocimientos brindados, hemos culminado con éxito este trabajo.

A los miembros del tribunal, Ing. Patricio Astudillo e Ing. Walter Dután por su dedicación y conocimiento brindado para la culminación de este trabajo.

Los Autores



1. CAPÍTULO 1

1.1 Introducción

En la actualidad la electricidad es una necesidad imprescindible para la humanidad, es por ello que se ha podido lograr avances tecnológicos, sociales, económicos y culturales, y por ello varios países han logrado su desarrollo económico debido a sus capacidades energéticas. Razón por la cual la energía eléctrica ocupa un papel importante para el desarrollo sostenible del país.

Una manera de generar electricidad tanto a nivel mundial como a nivel nacional es mediante el uso de fuentes de energía de origen fósil, que aumenta el grave problema ambiental debido a las emisiones de CO₂ que se incrementan año tras año, considerándolo a este como el primer causante de la contribución de gases del efecto invernadero, es por ello que la sociedad busca alternativas para generar energía eléctrica limpia, es decir amigable con el medio ambiente, mediante el uso de fuentes de energías renovables.

Con el pasar de los años, la capacidad de generación en el país aumentó de manera que, hasta el año 2017 utilizando fuentes de energía renovable y no renovable, se registró una generación de 8.036,34 MW de potencia nominal, de lo cual se generó 3.321,19 MW con fuentes de energías no renovables, es decir aproximadamente el 40% de generación del país siendo este un problema de contaminación, además la mayoría de las generadoras están situadas cerca del recurso o fuente que se utiliza para la generación y es por ello necesario un sistema que permita transportar la energía eléctrica a largas distancias y de manera eficiente hasta los puntos de consumo, a pesar de que el sistema de transporte de energía cuenta con tecnología de vanguardia, debido a su extensión siempre serán vulnerables a desastres naturales o cambios climáticos y serán los principales causantes de las pérdidas de energía.

Las tecnologías que se utilizan para las energías renovables permiten disminuir las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) además de contribuir en otros beneficios para el medio ambiente. Es por ello que en el Ecuador se ha creado políticas, estrategias y medidas para lograr incentivar a las personas el uso de energías limpias con microgeneración que promuevan el desarrollo de la sociedad y contribuyan al medio ambiente.

Afortunadamente el Ecuador debido a su ubicación geográfica en el mundo, es uno de los países con diversidad climática, al territorio le atraviesa la línea ecuatorial y la Cordillera de los Andes, es por ello que cuenta con potencial de energías renovables y limpias, el mismo que se trata de explotar en mayor cantidad.



En el Ecuador el estado ha puesto mayor interés en impulsar la generación mediante fuentes de energía renovables no convencionales como son la solar fotovoltaica, biomasa, eólica entre otras. El presente trabajo se enfocará en el estudio e implementación de un sistema de microgeneración solar fotovoltaica (μ SFV) instalado en una residencia de una familia típica de cinco personas de clase media alta ubicada en la Ciudad de Cuenca, parroquia San Joaquín de acuerdo a la Regulación emitida por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Regulación Nro. ARCONEL- 003/18.

1.2 Alcance

El alcance del presente trabajo de investigación contempla, la implementación de un micro sistema solar fotovoltaico en una residencia de una familia de cinco personas de clase media alta, y su estudio técnico y económico del sistema instalado, según la regulación Nro. ARCONEL - 003/18.

El estudio se realizó en 30 días, entre los meses de agosto y septiembre se recopilan los datos de generación y consumo de la casa en estudio con la ayuda de un equipo de medición de energía PW3337 del fabricante HIOKI, donde los valores de energía generada por los paneles se registraron en el intervalo comprendido desde las 06:00AM hasta las 06:00PM, periodo donde la radiación solar permite la generación de energía eléctrica como complemento a la electricidad demandada por la vivienda.

1.3 Objetivo General

- Realizar el estudio técnico-económico para la implementación de un μ SFV con un micro-inversor en una residencia.

1.4 Objetivos Específicos

- Realizar el estudio de las regulaciones vigentes en el país respecto a la implementación de un μ SFV para el autoconsumo e inyección a la red.
- Realizar el estudio de efectividad del μ SFV y estudios previos para la instalación de un μ SFV.
- Instalar el sistema en un domicilio y realizar los respectivos estudios.
- Evaluar si es rentable conectar el sistema de micro generación solar fotovoltaica con una empresa de distribución según la regulación Nro. ARCONEL - 003/18.
- Evaluar si es factible el sistema entre la relación generación y consumo analizando los parámetros eléctricos como energía promedio generada, potencia pico, corriente, entre otros.



1.5 Metodología

Los objetivos de la investigación previa a la instalación del sistema se alcanzaron mediante la lectura de libros y artículos de investigación acerca de la micro generación solar fotovoltaica, considerando estudios ya realizados a cerca de la microgeneración y generación distribuida.

Luego de instalar el μ SFV en el domicilio, a fin de obtener resultados con los cuales nos basamos para llegar a una conclusión, se utiliza un equipo de medición de energía PW3337 del fabricante HIOKI, con el cual se captará variables de interés en nuestro tema de estudio como son energía de generación del μ SFV y energía de consumo del domicilio.

1.6 Contenido

En el capítulo 1, se presenta una descripción general del trabajo, objetivos que se pretenden lograr y metodología propuesta, así como en el capítulo 2 se presenta un estudio general de la energía solar fotovoltaica, se realiza un análisis de la microgeneración con sus respectivos componentes considerando aspectos técnicos. Se estudia la regulación y normativa para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos residenciales considerando la Regulación Nro. ARCONEL- 003/18 en el capítulo 3. En el capítulo 4 a partir de los datos recopilados a través del equipo de medición se realiza un análisis de la producción de la energía y de consumo de energía del hogar, con los cuales se podrá comprobar si el μ SFV es una opción viable para el usuario final. Y, por último, las conclusiones y recomendaciones se presentan en el capítulo 5.



2. CAPÍTULO 2

Marco teórico

2.1 Antecedentes

El efecto invernadero es un fenómeno natural que se ha desarrollado en el planeta para que exista la vida. El planeta está cubierto por una capa denominada atmósfera, misma que permite la entrada de rayos del sol que calientan la tierra, y esta emite calor en la cual la atmósfera se encarga de que este calor no se escape hacia el espacio y lo trae a la superficie terrestre como efecto invernadero, permitiendo que la tierra tenga una temperatura aceptable para el desarrollo de toda la vida en la Tierra. Los principales gases que componen el efecto invernadero se detallan en la tabla 1 la cual nos indica las principales fuentes de donde provienen dichos gases.

Tipos de gases	Fórmula química	Contribución al efecto invernadero	Origen
Dióxido de carbono	CO ₂	76,7	Energías fósiles, deforestación, calentamiento de los océanos.
Metano	CH ₄	14,3	Producción de alimentos, particularmente de ganado, vertederos, fugas en tuberías de gas natural.
Óxido de nitrógeno	N ₂ O	7,9	La transformación de fertilizantes químicos en el suelo, fuentes industriales, energías fósiles
CFC	Diversos	1,1	Refrigerante en refrigeradores y en acondicionadores de aire.
Hexafluoruro de azufre	SF ₆	<0,1	Gas inerte e industria eléctrica.

Tabla 1. Gases del efecto invernadero. [1]

El aumento del efecto invernadero en el mundo produce un aumento de temperatura y este ha sido uno de los problemas que ponen en alerta al ser humano, es por ello que se han creado maneras de disminuir el mismo, según la tabla 1 la mayor emisión es de dióxido de carbono y este proviene de energías fósiles, deforestación entre otros. Una de las medidas que ha tomado el ser humano para ayudar en la disminución de dióxido de carbono es la generación de energía eléctrica con energías renovables como son la eólica, geotérmica, solar térmica, solar fotovoltaica entre otras.



La energía solar ha sido aprovechada por los seres humanos desde siempre en la vida diaria y en labores domésticas. Los primeros registros que indican que la energía del sol se utilizó como fuente de calor y luz para las construcciones, están en la antigua Grecia por el año 400 A.C. Después en Roma se desarrollaron los primeros invernaderos con ventanas de cristal, para lograr que los alimentos crecieran correctamente utilizando la luz del sol. Para el siglo XIX, con el creciente desarrollo industrial y de consumo se aumentó el deterioro del medio ambiente debido a las emisiones de CO₂ y gases de efecto invernadero que destruyen la capa de ozono, realizaron investigaciones para desarrollar una tecnología que utilice la energía del sol como una fuente calórica y eléctrica a una escala comercial y masiva. Muchos países, a través de sus políticas energéticas, promueven el uso de energías renovables no convencionales, donde se destaca la energía solar fotovoltaica por su agresiva reducción de precios en la última década, además de la gran escalabilidad. El Ecuador presenta un potencial importante para el uso de esta tecnología debido a su ubicación geográfica y altos niveles de radiación solar. A pesar de la alta disponibilidad del recurso solar en el país, aspectos como los reducidos costos de la energía eléctrica (con subsidios públicos), desconocimiento del tema y trámites administrativos complejos han sido solo algunos de los aspectos que han impedido, o al menos frenado, el desarrollo de proyectos fotovoltaicos. A ello se suma la importante contribución de la hidroelectricidad en la matriz de generación ecuatoriana. En el año 2017, la potencia nominal instalada a nivel nacional fue 8.036,34 MW; de los cuales 4.715,15 MW (58,67%) correspondieron a centrales con fuentes de energía renovable y 3.321,19MW (41,33%) a centrales con fuentes de energía no renovable. Del total de generación con fuentes renovables, la hidroelectricidad con una potencia instalada de 4.515,96 MW representó el 95,78%, mientras que la capacidad solar fotovoltaica (parques conectados a la red) fue de 26,48 MW, apenas el 0,56%. [2]

2.2 Definiciones

Para efectos de aplicación del siguiente trabajo, se considera tener en cuenta las definiciones generales siguientes:

- Autogenerador

Es una persona que genera energía eléctrica y que se dedica a realizar actividades productivas o comerciales, cuya generación eléctrica está destinada al suministro de su demanda, de manera que puede producir excedentes de generación, los mismo que pueden ser puestos a disposición de la demanda.

- Consumidor o usuario final



Persona que se beneficia con la utilización del servicio público de energía eléctrica, como receptor directo del servicio o como dueño de la propiedad.

- Energía eléctrica

Es el movimiento de electrones producidos con base de fuentes primarias de energía, a través de generadores eléctricos, que se transporta y se distribuye hasta el usuario final.

- Energías renovables

Energías procedentes de fuentes de recursos inagotables, como son hidráulica, eólica, solar, geotérmica, biomasa, mareomotriz, nuclear, fotovoltaica, entre otras.

- Energías renovables no convencionales (ERNC)

Energías procedentes de recursos naturales inagotables como: solar, eólica, geotérmica, biomasa, mareomotriz y la mini hidroeléctrica.

- Pliego tarifario

Documento emitido por la ARCONEL para la aplicación de la distribuidora, que contiene la estructura, nivel y régimen tarifario o precios a aplicarse a los consumidores o usuario final, por el servicio público de energía eléctrica prestado.

- Capacidad Nominal Instalada para Sistemas Fotovoltaicos

Potencia nominal especificada para los inversores, en el lado de corriente alterna.

- Punto de conexión

Es la frontera de conexión entre las redes de baja tensión de la empresa de distribución y las instalaciones de propiedad del consumidor con μ SFV, desde el cual separa las responsabilidades de propiedad, operación y mantenimiento de los activos.

- Punto de medición

Lugar físico de la red de baja tensión en donde se conectan los equipos de medición.

- Sistemas de medición

Son los equipos necesarios para realizar la medición o registro de energías activa, reactiva, demandas máximas entre otros parámetros, dentro de los cuales se incluyen medidor, transformadores de medición, cables de conexión, accesorios de sujeción y protección física de los medidores y transformadores.



- Sistemas de microgeneración fotovoltaica μ SFV

Conjunto de equipos dentro de los cuales están paneles fotovoltaicos, inversores, reguladores de carga y con o sin sistema de almacenamiento, mismos que permiten la captación de energía solar la cual es convertida en energía eléctrica

- Hora solar pico (HSP)

Definida como la energía que se recibe en un metro cuadrado con una irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 .

2.3 Fundamentos de la radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. Estas radiaciones se crean a partir de las reacciones termonucleares de fusión del hidrógeno que se generan en el núcleo del sol, que produce la radiación a diferentes frecuencias, que viajan por el espacio en todas las direcciones sin la necesidad de un medio material para propagarse. La intensidad y la distribución espectral de la radiación solar para que lleguen a la superficie dependen de la composición de la atmósfera. Las ondas electromagnéticas viajan por el espacio a una velocidad de 299.792 Km/s . La intensidad de la radiación solar en la superficie depende del ángulo de inclinación con el que se da la radiación, cuanto menor es el ángulo que los rayos del sol forman con la superficie, menor es la radiación que llega a la superficie.

Por otro lado, la Irradiancia Solar, se define como la energía radiante por unidad de área de radiación solar incidente en una superficie colocada en un lugar y rango de tiempo bien especificados. El valor de la irradiación solar depende de la latitud, época del año, horas del día y especialmente el clima del lugar.

2.3.1 Características de la radiación solar

La radiación solar se distribuye en un amplio espectro de amplitud dependiendo de la frecuencia, donde su amplitud no es uniforme y tiene la forma típica de una campana. Todo este conjunto de longitudes de onda se les denomina espectro electromagnético. Dentro de todo el espectro electromagnético la banda de radiación fotosintéticamente activa es la radiación visible y oscila entre los 380 y 780 nm , lo que equivale el 48% de la radiación solar. La luz visible tiene sub-bandas con radiación:

- Azul-violeta ($380-490 \text{ nm}$)
- Verde ($490-560 \text{ nm}$)
- Amarillo ($560-590 \text{ nm}$)
- Rojo anaranjado ($590-780 \text{ nm}$)



Cuando la radiación solar entra en contacto con la atmósfera presenta varios fenómenos como la reflexión, absorción, refracción y difusión debido a los gases de la atmósfera cambia la frecuencia, lo que hace que el espectro solar sea diferente en la superficie de la tierra que el espectro detectado al exterior de la atmósfera.

2.3.2 Balance de radiación

La Tierra recibe un promedio de radiación de 1361 W/m^2 , valor considerado como la constante solar. Se debe tener en cuenta que la radiación del sol golpea a la Tierra durante 1440 minutos al día, pero la atmósfera es la encargada de filtrar los rayos del sol hasta cierto punto, causando:

- Una reflexión de los rayos, debido a las nubes y gases atmosféricos.
- Una absorción que genera un aumento de la temperatura.

Solo la mitad de la radiación solar atraviesa la atmósfera sin alteraciones, se la denomina radiación neta. De esta radiación neta la mitad contribuye a la evaporación de las masas de agua, por lo que solo la cuarta parte de la energía total emitida queda como energía solar disponible.

Los rayos ultravioletas que están en la banda de $200 - 300 \text{ nm}$ que llegan del sol, son absorbidos por la estratósfera; en cambio la tropósfera difunde y absorbe el infrarrojo. Este filtrado de las bandas con longitudes de onda ultravioleta es esencial para la vida en la Tierra.

2.3.3 Radiación Directa

Radiación que llega directa del sol, sin sufrir ningún cambio en su dirección. Esta radiación se caracteriza por proyectar una sombra sobre los objetos opacos que se interponen.

2.3.4 Radiación Solar Difusa

También denominada radiación indirecta, es la radiación que ha golpeado por lo menos una partícula de gases atmosféricos, cambiando su ángulo de incidencia pero que sin embargo alcanza el suelo. Esta radiación aumenta en cielos nublados y se caracteriza por no producir sombra sobre los objetos opacos interpuestos. Las superficies que están en el plano horizontal reciben una mayor radiación difusa, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las superficies verticales reciben menos radiación debido a que ven solo la mitad.

2.3.5 Radiación Solar Reflejada

Radiación solar incidente que es reflejada desde la superficie terrestre debido al efecto de albedo, donde el albedo es el coeficiente de reflexión (c), cuyos valores están entre 0 y 1 y representa la relación entre la energía radiante reflejada desde la tierra y la energía incidente. El valor promedio del coeficiente de reflexión de la Tierra es $c=0.40$.

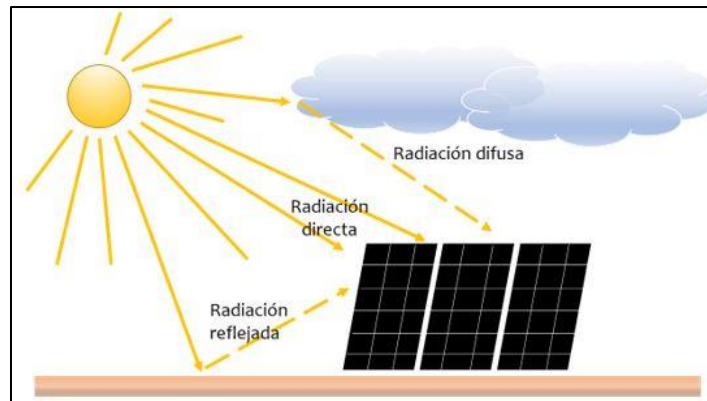


FIGURA 1. Tipos de Radiación Solar [3]

2.3.6 Radiación Global

La radiación global es la suma de las tres radiaciones.

2.4 Energía solar

La energía solar hace referencia a la energía que se aprovecha del sol. El sol a lo largo de 4.5 millones de años, ha sido la fuente de energía que mantiene vivo al planeta Tierra, emitiendo una potencia de 62 mil 600 kilowatts por cada metro cuadrado de su superficie; por esta abundante cantidad de energía se le considera al sol como una fuente de energía inagotable. La energía anual que recibe nuestro planeta por parte del sol es aproximadamente 1.6 millones de kWh, pero solo un 40% es aprovechable [4]. Con esta cantidad de energía en tan solo dos días, la Tierra recibe del sol la cantidad equivalente de la energía de las reservas que existen de gas, petróleo y carbón.

Tipos de energía solar

Hoy en día existen tres formas de aprovechar la energía del sol:

- La energía solar pasiva.
- La energía solar fotovoltaica.



- La energía solar térmica.

2.4.1 Energía solar pasiva

Es la manera más antigua de aprovechar la radiación solar. Este sistema aprovecha la radiación solar de manera directa sin dispositivos intermedios, con un adecuado diseño, orientación y ubicación de los edificios, y un correcto uso de las propiedades de los materiales y elementos arquitectónicos de los mismos, se puede reducir la necesidad de climatizar hogares y la iluminación en los edificios.



FIGURA 2. Energía solar pasiva. [5]

2.4.2 Energía solar fotovoltaica

Es la conversión directa de la radiación del sol en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Este proceso se lleva a cabo mediante los paneles fotovoltaicos los mismos que están conformados por semiconductores (silicio) que al ser iluminados por un haz de fotones liberan electrones generando una corriente continua, que tratada de la manera correcta se usa para dar electricidad a instalaciones autónomas o inyectar a la red.

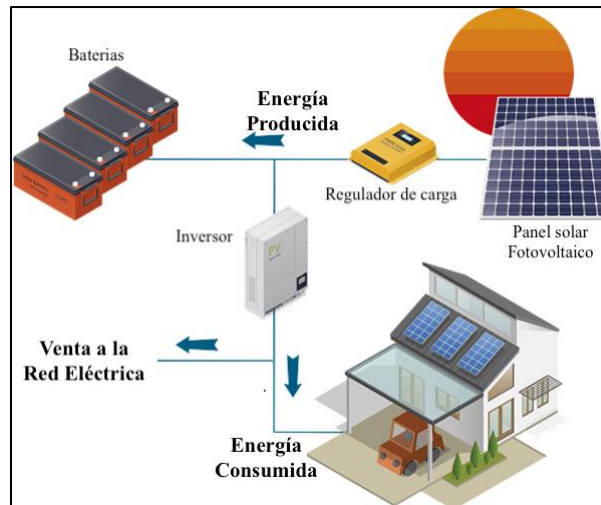


FIGURA 3. Energía solar fotovoltaica. [6]

2.4.3 La energía solar térmica

Esta consiste en transferir la energía procedente del sol a un medio portador de calor que por lo general es agua o aire. Las dos aplicaciones principales de la energía solar térmica son:

- el uso de la energía para calefacción en viviendas
- el uso de la energía térmica en grandes centrales que mediante la concentración de calor en un punto se genera vapor y se acciona la turbina para generar energía eléctrica.

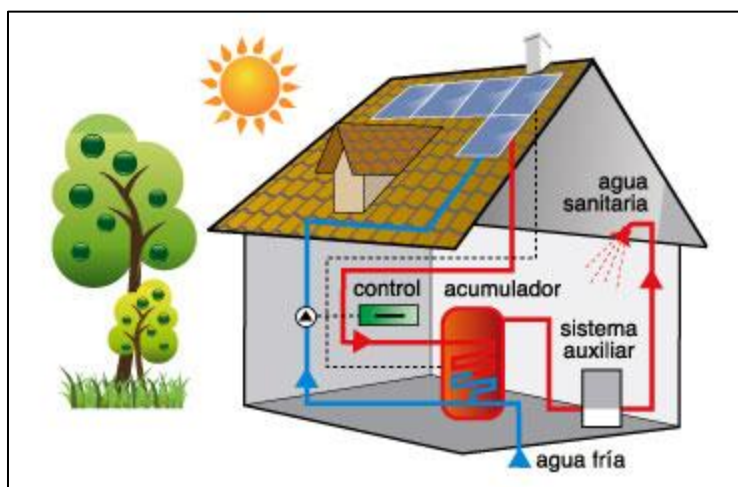


FIGURA 4. Energía solar térmica [7]



2.5 Generación solar fotovoltaica

La generación solar fotovoltaica (FV) es la conversión directa de la energía del sol que llega en forma de radiación a electricidad, esta transformación se da gracias a la célula solar que es la unidad básica que produce el efecto fotovoltaico. Estas células están hechas de materiales semiconductores, los cuales tienen electrones en la banda de energía denominada banda de valencia. Al aplicar un cuanto, de energía a un electrón de valencia, este se pasa a una nueva banda de energía denominado banda de conducción. De manera selectiva dichos electrones son llevados a un circuito externo y realizan un trabajo. Esto se da a una temperatura ambiente y sin ninguna parte móvil y debido a que las células solares solo convierten en electricidad una parte de la energía absorbida de los fotones, estas se calientan entre 25-30°C por encima de la temperatura ambiente.

2.5.1 Breve historia de los paneles solares

En el año de 1839 un joven físico que trabajaba en Francia llamado Edmond Becquerel observó y descubrió el efecto fotovoltaico. Pero no fue hasta algunas décadas después que el matemático francés Augustin Mouchot, usó el trabajo del físico para trabajar en motores solares y registró sus patentes en 1860. Muchos inventores desde Francia hasta los Estados Unidos usaron las patentes del matemático para crear dispositivos alimentados por energía solar en 1888. Pero en 1883 el inventor Charles Fritts en Nueva York creó la primera célula solar, el cual era un módulo de selenio con una delgada capa de oro. Fritts indicó que este módulo de selenio produjo una corriente continua, constante y de fuerza considerable, la cual logró una tasa de conversión del 1 al 2% de energía. Hoy en día las células solares modernas tienen una eficiencia del 15 al 20%. Aunque la célula solar que creó Fritts era de baja eficiencia, fue el inicio de la innovación de los paneles solares.

En 1888 el científico ruso Aleksandr Stoletov inventó la primera célula solar basada en el efecto fotoeléctrico, este efecto fue observado por un físico alemán Heinrich Hertz, quien descubrió que la luz ultravioleta generaba más energía que la luz visible. En 1894, Melvin Severy inventor estadounidense recibió dos patentes; la primera para un aparato que generaba electricidad a partir de la acción del calor solar sobre una pila térmica, la cual podía generar una corriente eléctrica constante, y la segunda patente era para producir electricidad a partir de la energía térmica del sol, las pilas térmicas se montaron en un estándar el cual permitía que se controle la dirección vertical, y en un plano giratorio el cual permitía moverse en el plano horizontal. En 1913, William Coblentz, estadounidense recibió una patente para un generador



térmico, el cuál convertía los rayos de luz en corriente eléctrica con la capacidad de realizar un trabajo útil. A pesar de que no era un panel solar estos generadores ya convertían de manera directa el calor en electricidad.

Para la década de 1950, los Laboratorios Bell notaron que los materiales semiconductores como el silicio eran más eficiente que el selenio. Daeyl Chapin, Calvin Fuller y Gerald Pearson crearon una célula solar de silicio que era 6% eficiente. Aunque fue el primer dispositivo práctico para convertir la energía solar en electricidad su costo era demasiado elevado. En 1973 la Universidad de Delaware fue la primera en construir un edificio solar, la cual funcionó con la combinación de la energía solar térmica y solar fotovoltaica. En la década de 1970 debido a la crisis energética en Estados Unidos el gobierno federal se comprometió en hacer que la energía solar sea viable y asequible a la población en general. En la última década la energía solar ha tenido un crecimiento anual promedio de 50%, esto se ha dado gracias a que los costos de instalación también se han reducido un 70%.

2.5.2 Generación Solar Fotovoltaica en Latinoamérica

Al igual que en muchas otras regiones del mundo, la energía solar fotovoltaica ha tenido importantes avances en la última década en Latinoamérica, particularmente con sistemas conectados a la red eléctrica (parques fotovoltaicos). Un reciente informe indica que el mercado latinoamericano de energía fotovoltaica está en vías de crecer exponencialmente, con una previsión acumulada de 41 GW de demanda instalada hasta el año 2021, por lo que al final de la década se espera que la región represente el 10% de la demanda global de energía fotovoltaica [8]. En Latinoamérica, cada país tiene diferentes modelos económicos, políticas, regulaciones y retos ambientales que enfrentar, pero gracias a su potencial solar, existe un gran número de proyectos fotovoltaicos en toda la región. Por ejemplo, Honduras pasó de tener 5 MW instalados en 2014 a 460 MW en 2015, Chile tenía 4,9 MW instalados en 2012 y llegó a más de 1600MW en 2017 [9]. Brasil pasó de tener 1 MW instalado en 2010 a 2296 MW en 2018, lo que le convierte en líder en energía solar en Sudamérica según [10]. Por su parte México es otro país que en la última década ha crecido en energía solar, pasó de 25 MW en 2009 a tener 3364 MW de capacidad instalada en el primer trimestre de 2019, eso gracias a sus 44 parques solares en el que se destaca el Parque Solar PV Villanueva con 828 MW, el más grande de Latinoamérica [11].

Un factor importante que está ayudando a la integración de los sistemas solares fotovoltaicos en la generación de energía eléctrica es la reducción de los costos comerciales de los equipos. A nivel mundial los precios del vatio pico solar fotovoltaico se encuentra en el orden de los 21,5 ¢USD [12]. Sin embargo, es importante destacar



que dentro de los costos nivelados de energía (LCOE), la generación solar fotovoltaica de uso residencial se encuentra como una de las más altas entre otras tecnologías; para el 2018 se tenía un rango de 160-270 USD/MWh, mientras que los sistemas a gran escala conectados a red presentan un costo cercano a 50 USD/MWh [13].

En América Latina y el Caribe la capacidad instalada de las 30 principales plantas operativas es de 4 GW, de los cuales 15 plantas están en Chile, seguidas por 5 de Brasil y 3 en Honduras. Las 5 mayores plantas fotovoltaicas de América Latina son:

1. Parque Solar PV Villanueva 828 MW, se encuentra ubicado en México, es la más grande en Latinoamérica y tercera del mundo. Comprende más de 2,5 millones de paneles solares con la capacidad de producir 2000 GWh al año.
2. Nova Olinda 292 MW. Ubicada en Piauí, Brasil. Fue construida solo en 15 meses con un costo aproximado de 300 millones de dólares.
3. Pirapora 284 MW, que consta de 3 plantas solares ubicadas en el estado brasileño de Minas Gerais; de las cuales solo Pirapora 1 y Pirapora 3 con 191,5 MW y 92,5 MW respectivamente están en funcionamiento. Al finalizar Pirapora 2 se espera que el proyecto llegue a los 399 MW y de energía a 420.000 hogares al año.
4. Don José 260 MW, ubicado en el estado de Guanajuato, México. Ocupa una extensión de 1.300 hectáreas de terreno con 810.000 paneles con una capacidad de producción de más de 625 GWh al año.
5. Ituverava 254 MW, está en el estado de Bahía, Brasil. En 2017 se conectó a la red, su construcción tuvo un costo aproximado de 400 millones de dólares. Esta planta junto con Nova Olinda cubre las necesidades de consumo de energía al año de alrededor de 568.000 viviendas.

2.5.3 Generación Solar Fotovoltaica en Ecuador

Ecuador tiene una posición privilegiada desde el punto de vista geográfico y de recepción de la energía solar ya que la radiación incide de forma casi perpendicular en su superficie durante todo el año, lo cual no ocurre en otros lugares del planeta. Es por esto que el Ecuador tiene relativamente una constante de insolación solar, en promedio 4,574 kWh /m²/día, tal como se muestra en la figura 5 [14]. En otros países, donde los rayos solares no inciden de manera perpendicular, esa insolación puede caer significativamente, como por ejemplo Argentina que, a pesar de tener sitios con muy buena radiación, tiene una radiación solar promedio de 3 kWh /m²/día [15].

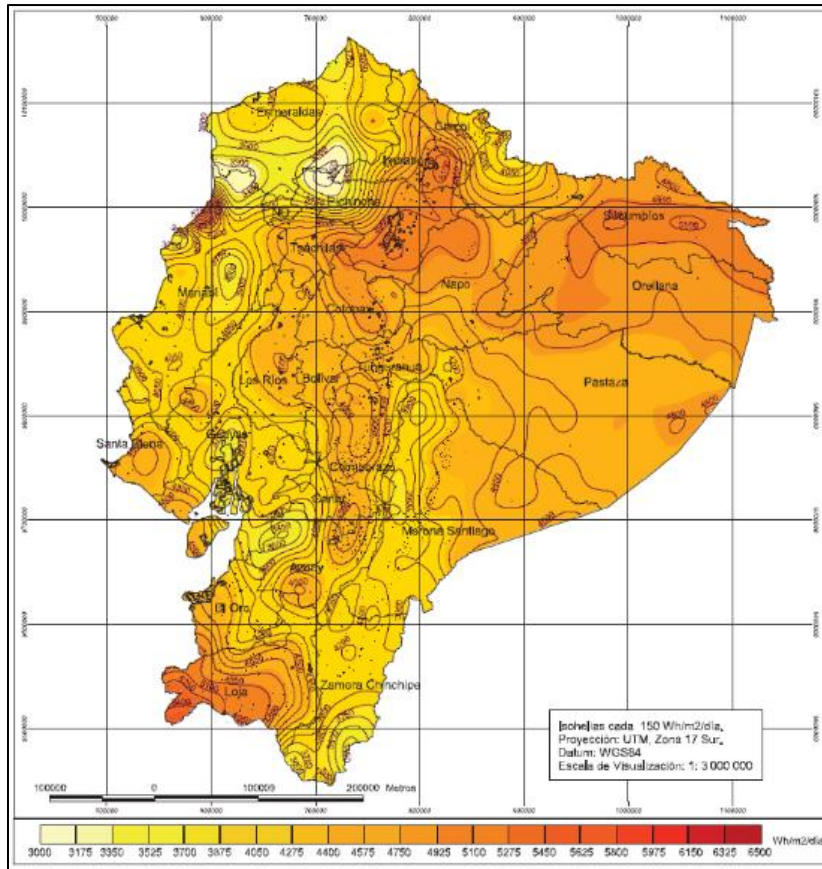


FIGURA 5. Radiación global promedio en Ecuador [15]

Sin embargo, desde el punto de vista dinámico, en Ecuador se presentan grandes variaciones del recurso solar, principalmente debido a la nubosidad típica de la Cordillera de los Andes. La figura 17 presenta la radiación solar (en W/m^2) de un día típico en la zona andina, que es la zona del caso de estudio, notándose variaciones de más del 10% de la potencia por minuto. Ante este perfil de comportamiento, la masificación de sistemas de generación residencial podría causar problemas de inestabilidad en sistemas eléctricos de potencia que presenten una inercia relativamente baja, aunque dentro de la matriz energética del país, resulta este escenario lejano debido a la fuerte dependencia en la hidroelectricidad, con la alta inercia que ésta supone.

2.6 Componentes de una instalación solar fotovoltaica

En una instalación solar fotovoltaica el panel solar es el principal elemento ya que es el encargado de transformar la energía del sol en electricidad gracias al efecto fotovoltaico. Pero a más del panel solar, la instalación solar fotovoltaica requiere de



elementos complementarios necesarios para que se garantice el correcto funcionamiento, el control y durabilidad de la instalación.

2.6.1 Célula Fotovoltaica

La célula fotovoltaica o solar es el elemento principal de una instalación de energía solar considerado como generador, se caracteriza por transformar la energía proveniente de la radiación solar en electricidad gracias al efecto fotovoltaico. Los semiconductores son el principal componente de las células fotovoltaicas. En el mercado la gran mayoría de células solares son de silicio mono o policristalino; esto debido a las propiedades ventajosas que tiene el silicio respecto a otros materiales, además que este elemento es abundante en la corteza terrestre. El átomo de silicio tiene 14 electrones repartidos en sus diferentes capas. Su última capa se encuentra semivacía porque tiene únicamente 4 electrones. Para que se genere una inestabilidad eléctrica y se convierta en un semiconductor, al silicio es necesario doparlo con otro elemento que generalmente es el fósforo (p-tipo) o el boro (n-tipo), esto hace que la última capa del silicio este constantemente buscando llenarse. La luz del sol incide sobre la célula solar y una parte de esta es absorbida por el material semiconductor, donde cada fotón genera un par electrón-hueco en el semiconductor en donde cada uno se va hacia una parte de la célula, y a través de un circuito externo, se genera una corriente eléctrica continua.

Parámetros fundamentales de la célula solar

Corriente de iluminación (I_L); es la corriente que se genera cuando incide la radiación solar sobre la célula.

Corriente de oscuridad; se produce debido a la combinación de los pares electrón-hueco que se produce en el interior del semiconductor.

Tensión de circuito abierto (V_{oc}); es la tensión máxima que se da cuando el sistema no está conectada a ninguna carga y se obtiene en los extremos de la célula solar. Una de las características con el que está construida la célula.

Corriente de cortocircuito (I_{sc}); denominado el máximo valor de corriente que circula por la célula solar. Esta corriente es medida cuando los terminales están en cortocircuito.

Cuando al sistema solar fotovoltaico se le conecta una carga, varían los valores de tensión e intensidad. Considerando que luego de conectar a una carga exista tensión máxima (V_m) e intensidad máxima (I_m), valores que siempre serán menores que V_{oc} e I_{sc} , entonces la potencia entregada sería máxima.



$$P_m = V_m I_m$$

(Ecuación 1. Potencia máxima)

Tipos de celdas Fotovoltaicas

La principal clasificación de celdas fotovoltaicas son las de silicio cristalino (monocristalino y multicristalino) y silicio amorfo.

- **Celdas fotovoltaicas de silicio monocristalino:** estas presentan un elevado costo en el mercado debido a que el silicio es sometido a varios procesos durante su fabricación, ya que debe ser purificado, fundido, cristalizado y finalmente las celdas pulidas. Todo este proceso de fabricación desperdicia el 50% del material original. La tensión que logra generar cada célula solar es alrededor de 0,5V, independiente del área superficial de la misma, pero genera una corriente proporcional a la superficie de la celda, tiene un rendimiento del 15-18%, son los típicos azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí.

- **Celdas fotovoltaicas de silicio multicristalino:** son más económicas que las de silicio monocristalino, debido a que su eficiencia es más baja, esto se debe que para la fabricación de este tipo de celdas se utiliza silicio de menor calidad, en el cual existe varios granos de silicio lo que deja espacios libre entre sus uniones; lo que interrumpe el fenómeno fotovoltaico y con ello se reduce su eficiencia, tiene un rendimiento del 12-14%, la superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.

-**Silicio Amorfo:** tiene una eficiencia menor al 10%, su estructura no es cristalina y actualmente representa el 10% de toda la producción internacional de celdas solares, tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.

Otros materiales para la construcción de celdas.

-**Arseniuro Galio:** actúa como semiconductor en la fabricación de celdas FV de gran eficiencia. Con pruebas realizadas en laboratorios obtuvieron datos del 25% de eficiencia.

-**Telururo de Cadmio:** este es un material policristalino que alcanza el 16% de eficiencia.

-**Diseleniuro de Cobre Indio:** es un material policristalino que tiene aproximadamente un 20% de eficiencia y poseen gran flexibilidad. A pesar de estas ventajas su uso es limitado ya que su fabricación es complicada, además que utiliza elementos químicos como el cadmio el cual es asociado a la generación de cáncer.



2.6.2 Inversores de Corriente

En una instalación fotovoltaica los paneles solares son los que se encargan de transformar la energía del sol en potencia eléctrica continua, cuyos valores de tensión y corriente dependen de las características y disposición de los paneles solares.

La función del inversor fotovoltaico es convertir la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna con valores semejantes a los de la red pública. Las principales partes de un inversor son:

- **Control principal.** Abarca a todos los elementos de control, así como los sistemas de generación de onda que están basados en los sistemas de modulación de anchura de pulsos (PWM).
- **Etapas de potencia.** Esta está en función de la potencia deseada. Utiliza tecnología en baja frecuencia ya que se obtiene resultados con alta fiabilidad y tiene un bajo coste. En la salida debe incorporar un filtro LC, para que se filtre la onda y así se evita el rizado en la tensión que llega de los módulos.
- **Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT).** Es quizás el factor más importante de un inversor, ya que su función es hacer que se acople la entrada del inversor a la potencia variable que generan los paneles, para obtener la mayor cantidad de energía disponible.
- **Control de red.** Es el encargado de sincronizar la forma de onda generada con la forma de onda de la red eléctrica, ajusta la tensión, el sincronismo de las fases, etc.
- **Protecciones.** Los inversores deben estar protegidos ante sobretensiones, frecuencias fuera de rango, elevada temperatura de trabajo, fallas en la red eléctrica, fallas en el transformador de aislamiento, protecciones contra el daño a personas.
- **Monitoreo de datos.** Los inversores disponen de microprocesadores que facilitan una gran cantidad de datos de los parámetros como corriente, tensión, frecuencia, radiación, temperatura ambiente y de trabajo, etc.

A pesar de que los costos de instalaciones solares fotovoltaicas en los últimos años han disminuido, el costo de los inversores todavía es elevado por lo que deben ofrecer un buen rendimiento y fiabilidad. Para que esto se cumpla se debe tratar de que la potencia entregada por los paneles sea similar a la potencia del inversor con la finalidad que el rendimiento de los equipos no disminuya.

Los principales parámetros de un inversor son:



- **Potencia nominal.** La potencia que es suministrada de manera continua por parte del inversor.
- **Tensión Nominal.** La tensión que recibe el inversor en sus bornes de entrada.
- **Potencia activa.** La potencia que entrega el inversor tomando en cuenta el desfase entre tensión y corriente.
- **Factor de potencia.** Es el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente en la salida del inversor. Lo ideal es que su valor sea muy próximo a 1.
- **Capacidad de sobrecarga.** Es la capacidad que tiene el inversor para entregar potencia superior a su valor nominal por un tiempo determinado.
- **Distorsión armónica.** La distorsión armónica total es el porcentaje de contenido armónico en la onda de tensión a la salida del inversor.
- **Rizado de corriente.** La variación del valor de la onda de corriente alterna cuando es rectificadas, cuando se invierte de CC a CA

Rendimiento del Inversor

El desarrollo tecnológico de los últimos años ha hecho que los inversores tengan rendimientos por encima del 90%. El rendimiento de los inversores al convertir de DC/AC depende del tipo de carga al que estén conectados (resistiva, capacitiva o inductiva), ya que dependen del factor de potencia. El rendimiento del inversor no es constante, sino que depende de la potencia generada, así para potencias bajas el rendimiento es bajo y para potencias altas el rendimiento se incrementa. Este comportamiento se puede observar en la figura 6, en la cual se indica el comportamiento del rendimiento del inversor con diferentes factores de potencia.

Cuando existen cargas inductivas como por ejemplo motores, la curva de rendimiento es diferente, pues la tensión y la corriente no están en fase lo que reduce el factor de potencia, haciendo que se entregue un 20-30% menos de potencia activa.

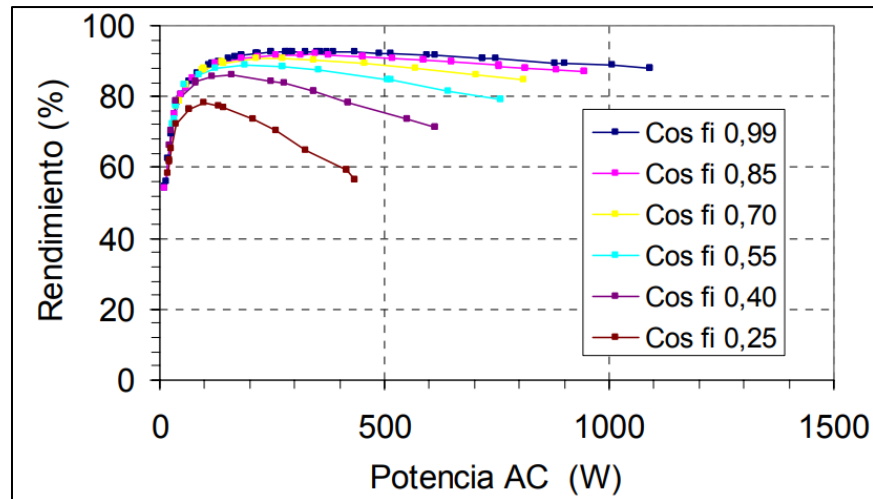


FIGURA 6. Forma típica de rendimiento de un inversor en función del f.p [16]

Seguimiento del punto de máxima potencia.

El generador fotovoltaico no tiene características lineales como lo indica la curva I-V. Las condiciones ambientales como la irradiación solar, la temperatura son las que establecen cual es la potencia máxima de generación. Es por ello que, si el generador está entregando su punto de máxima potencia, el inversor deberá operar en el punto de máxima potencia. Pero existe una carga única a la cual el generador entrega la máxima potencia.

Esta carga es variable, por lo que los valores de tensión y corriente también varían según cada caso. Por todo esto el inversor debe ajustar estas variaciones de carga y para ello realiza un seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) o en inglés Maximum Power Point Tracking (MPPT). Cuando varían las condiciones, el sistema revisa cada una de las distintas posibilidades hasta determinar la ideal que permita operar en el punto de máxima potencia (MPP).

Para controlar la tensión en el generador fotovoltaico se utiliza algoritmos como perturbación y medida, lógica difusa, tensión constante, conductancia incremental, tensión corregida con temperatura, etc. En inversores que son conectados a la red, el algoritmo más utilizado es el de perturbación y medida, el cual cambia la tensión de operación, ΔV , y se mide la potencia ΔP . Si el incremento es positivo se incrementa la tensión. Otro método utilizado es el de conductancia incremental el cual mide el valor de $\Delta P/\Delta V$, si la derivada es positiva entonces se necesita incrementar la tensión. Por otro lado, si la deriva es negativa se debe disminuir el valor de la tensión. Estos algoritmos son los más utilizados por su fácil implementación, aunque tiene algunas



dificultades que hace que el rendimiento del seguimiento disminuya. Por ejemplo, cuando la irradiación es baja, la curva de potencia es casi plano por lo que se dificulta la localización del punto de máxima potencia. También se pueden presentar comportamientos erráticos del seguimiento del punto de máxima potencia cuando existe variaciones bruscas de la irradiancia, que se da en días con nubes y claros.

2.6.3 Seguidores Solares

Los seguidores solares son mecanismos que ayudan a la orientación de los paneles según el movimiento del sol a lo largo del día, para que los rayos solares incidan de manera perpendicular sobre los paneles y así aumentar su rendimiento. Los seguidores son habitualmente utilizados en la producción de energía ya que estos aumentan considerablemente la producción solar hasta en un 30%, en lugares donde existe una elevada radiación directa.

Los seguidores solares se clasifican en:

-Seguidor solar de dos ejes: hace que la superficie del panel se mantenga siempre perpendicular al sol.

-Seguidor solar en un eje polar: este seguidor hace que la superficie del panel gire sobre un eje que está orientado al sur y con un ángulo de inclinación igual a la latitud. Esto hace que la normal a la superficie siempre coincida con el meridiano terrestre que contiene al sol.

-Seguidor solar en un eje azimutal: la superficie del panel gira sobre un eje vertical, donde el ángulo de la superficie es igual y constante a la latitud. Este giro hace que la normal a la superficie del panel siempre coincida con el meridiano local que contiene al sol.

-Seguidor solar en un eje horizontal: sobre un eje horizontal el cual está orientado en dirección norte-sur gira la superficie del panel, para que la normal a la superficie del mismo siempre coincida con el meridiano terrestre que contiene al sol.

2.6.4 Cableado

El cableado es el encargado de transportar la energía eléctrica desde la generación hasta la distribución. Su dimensionamiento está determinado por la máxima diferencia de potencial y por la máxima intensidad admisible.



2.7 Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas

La clasificación para las instalaciones fotovoltaicas en una vivienda se da en dos grandes grupos en función de su objetivo: las instalaciones aisladas de la red, que tienen el objetivo de satisfacer la demanda total de energía del usuario, y las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red cuyo objetivo principal es cubrir en parte la demanda diurna del usuario y entregar energía a la red eléctrica pública.

2.7.1 Instalaciones aisladas de la red

Las instalaciones aisladas de la red necesitan acumular la energía para utilizar en horas de la noche o cuando existe poca irradiación solar. Pero no todas las instalaciones aisladas de la red necesitan sistemas de acumulación, pues en algunos casos no es necesario. Algunas de las aplicaciones de este tipo de instalaciones son:

- Instalaciones de energía solar fotovoltaica para cubrir la demanda energética de una vivienda que no cuente con conexión a la red pública de electricidad, debido a su difícil acceso. Este tipo de instalación se utiliza en viviendas, granjas, cabañas, etc, para cubrir la demanda de iluminación, sistemas de refrigeración, depuración de agua, etc.
- Instalaciones de energía solar fotovoltaica para alimentar sistemas de bombeo de agua. Generalmente estos sistemas son instalados en el sector rural, y son utilizados para suministrar agua ya sea para consumo e higiene de las personas y para labores ganaderas y agrícolas. Estos sistemas por lo general trabajan con potencias en el rango de 400Wp y 1400Wp, para bombear el agua a alturas de 60 metros.
- Instalaciones de energía solar fotovoltaica para la alimentación de instalaciones de comunicación, señalización, entre otros. Este tipo de instalaciones requiere de muy poco mantenimiento por lo que son utilizados para señalización en autopistas, estaciones meteorológicas, repetidoras de radio y televisión, sistemas de seguridad aérea, etc.
- Instalaciones de energía solar fotovoltaica para la alimentación de vehículos. Un ejemplo de esto es el avión Helios que se lo utiliza de manera experimental en la NASA, el mismo es un avión no tripulado y se mueve gracias a la energía solar, teniendo la posibilidad de permanecer en el aire durante varios meses. Usa la misma tecnología que se aplica a los satélites que rodean a nuestro planeta.
- Sistemas híbridos. Esto es la combinación de tecnologías renovables para incrementar la fiabilidad y seguridad de la instalación. Por lo general se



combinan fotovoltaica y eólica, y en algunos casos fotovoltaica con minihidráulica.

- Sistemas flexibles en los cuales los módulos solares son flexibles adaptándose a superficies irregulares. Este tipo de sistemas tiene una aplicación más militar porque son ideales para alimentar luces, radios, equipos de comunicación, equipar tiendas, evitando el uso de los combustibles tradicionales.

Según el tipo de distribución esta instalación se clasifica en:

- Sistema Centralizado: consta de un único gran sistema que se encarga de cubrir las necesidades del conjunto de usuarios. La principal ventaja es que se disminuye el costo del sistema, pero sin perder la calidad del suministro.
- Sistema descentralizado: es la instalación de un sistema individual para cada vivienda que cubra las necesidades de cada usuario.

Según el almacenamiento de energía este tipo de instalación se clasifica en:

- Sistema con Almacenamiento de Energía: la energía generada por los módulos FV se almacena en baterías, la misma que es entregada al usuario en horas en las cuales no existe radiación solar.
- Sistema Sin Almacenamiento de Energía: son sistemas extremadamente raros, donde el consumo está limitado a las horas con presencia de radiación solar.

2.7.2 Instalaciones conectadas a la red

Este diseño fue creado con el objetivo de reducir los costos del sistema ya que no tienen sistemas de acumulación (baterías) ni tampoco reguladores, en donde la red pública se comporta como un disipador de energía infinita y capta la energía disponible del sistema FV. Es un sistema más fiable en la continuidad de servicio. Este sistema debe contar con un inversor de corriente con las siguientes características específicas:

- Adaptar la frecuencia generada a la frecuencia de la red.
- Capacidad de interrumpir y reanudar el suministro de energía dependiendo de la generación de los módulos.
- Tener un sistema de medida que registre la energía entregada a la red.

Dentro de las principales aplicaciones de este tipo de instalaciones se tiene:

- Instalaciones de energía fotovoltaica para edificaciones. Estas edificaciones cuentan con módulos solares que generan electricidad y que están



conectados a la red. La principal ventaja de estas edificaciones es que reducen su dependencia de la energía del exterior, y únicamente toman energía de la red cuando no existe generación del sistema solar. Los módulos solares están integrados a la arquitectura de la edificación.

- Huertos solares o centrales eléctricas fotovoltaicas tienen sistemas de seguimiento al sol de sus paneles solares y vierten la totalidad de su generación a la red, para que esta energía sea consumida en otros lugares.
- Instalaciones fotovoltaicas para reforzar finales de línea, en algunas zonas los niveles de tensión son más débiles y pueden sufrir variaciones en la frecuencia, por lo general ocurre al final de la línea, y se utiliza los sistemas de energía fotovoltaica para mejorar la calidad del suministro eléctrico.

2.8 Elementos de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red

Para una instalación solar fotovoltaica conectada a la red solo se requiere de tres elementos básicos:

- Un grupo de paneles solares, los mismos que por lo general están ubicados en el tejado de la vivienda o integrado en cualquier elemento estructural de la vivienda.
- Un inversor que transforma la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna de igual tipo y valor que la entregada por la red eléctrica.
- Tablero de interconexión con la red eléctrica.

La producción de energía eléctrica en el circuito solar depende de la radiación solar que hay en cada momento del día, por lo que los valores de generación eléctrica varían según la hora del día, el mes del año y la meteorología. Esta energía es contabilizada e inyectada a la red para que cualquier usuario de la red pública la use.

2.8.1 Tensión de Trabajo

Para sistemas fotovoltaicos con una potencia de hasta 5kW se pueden conectar a la red en baja tensión, y para potencias mayores se requiere de una conexión trifásica. Existen diferentes configuraciones en las conexiones serie-paralelo de los paneles para obtener los valores adecuados de corriente continua para el trabajo. Según el inversor los voltajes pueden ir de 12 a 600 voltios de corriente continua, pero por lo general se tiende a trabajar en niveles de tensión similares a la red de conexión.

2.8.2 Inversores conectados a la red

En un sistema fotovoltaico conectado a la red, el inversor es el elemento central del sistema. Hay que tener presente las características técnicas como: potencia nominal,



tensión de CC-CA, frecuencia, y potencia máxima. La potencia nominal del inversor es la potencia del sistema fotovoltaico. Según la necesidad se pueden escoger de una gran variedad, el inversor que cumpla con las características técnicas del sistema fotovoltaico. Para sistemas con más de 100kW, se utilizan inversores de 10kW en adelante. En estas instalaciones se deben instalar sistemas de conmutación para impedir que se genere una conexión simultánea entre la generación de los paneles solares y la red pública. Debido a esta característica los inversores conectados a la red se clasifican en:

- **Inversores conmutados a la red.** Su principio de funcionamiento se basa en un puente de tiristores, este tipo de inversores es usado principalmente en automatización de grandes plantas fotovoltaicas. Sus principales ventajas es que su instalación es sencilla, tienen una alta fiabilidad, son más económicos que los auto-conmutados, y pueden trabajar con grandes potencias.
Su nivel de corriente reactiva es alta lo que hace que su factor de potencia este por debajo de la unidad, además del alto nivel de distorsión armónica son las principales desventajas de este tipo de inversores.
- **Inversores auto-conmutados.** Para su funcionamiento se utiliza un puente de materiales semiconductores los cuales se pueden conectar y desconectar. La principal ventaja de este tipo de inversor es su alta seguridad, ya que si se produce un cortocircuito a la salida no le afecta, además la señal de salida es sinusoidal. Otra ventaja es que la generación de tensión y corriente está plenamente en fase con la tensión de la red a la cual está conectada y se puede compensar la potencia reactiva al adelantar o retrasar la corriente en relación con la tensión de la red. Tienen un costo más elevado que los inversores conmutados, además que su potencia máxima es menor.

Los inversores a más de generar una frecuencia correcta, regulan la tensión de salida para que coincida con los valores de trabajo, depende de la potencia se utiliza convertidores CC/CC antes del inversor, regulación de las ondas senoidales a través de la modulación de ancho de pulso, o utilización de un autotransformador variable para ajustar la tensión de salida. Para esto se utiliza materiales semiconductores como:

- Transistores bipolares,
- Mosfet
- GTO
- IGBT



Los inversores también se pueden clasificar según su funcionamiento ideal en:

- **Inversores como fuente de corriente.** Este tipo de inversor depende de la carga para funcionar de manera correcta. Para que este funcione de manera segura es necesario que esté conectado de forma permanente una carga mínima. Su principal ventaja es que ante cortocircuitos en la salida o cuando existe demandas altas de corrientes éste no sufre daño en sus componentes.
- **Inversores como fuente de tensión.** Estos inversores no necesitan de carga para su funcionamiento, y requieren de protección ante cortocircuitos.

Para dar mayor seguridad al sistema deben cumplir con las siguientes protecciones:

- Separación galvánica, por razones técnicas de conexión a la red, se puede diseñar la instalación de un transformador para que haga la función de separar los circuitos.
- Relés de control de tensión y frecuencia de la red.
- Temporización en la reconexión.
- Certificado de no funcionamiento en isla.
- Certificado de compatibilidad electromagnética y de emisión de armónicos.
- El factor de potencia debe ser cercano a 1.
- Señalización on /off del sistema.

Dentro de los inversores conectados a la red se pueden distinguir varios tipos en los cuales se destacan: inversor centralizado, inversor de cadena, micro-inversor y finalmente el optimizador de potencia.

- **Inversor Centralizado:** es el inversor que más abarca, es decir concentra a varios paneles fotovoltaicos en un solo inversor. Este es utilizado en grandes plantas fotovoltaicas. Su principal desventaja es que en caso de falla de un inversor se perderá la energía de todos los paneles conectados al inversor afectado.
- **Inversor de cadena (o string):** son varios inversores conectados de forma consecutiva enviando la energía a un mismo punto. Es la manera más económica de instalar los inversores, con la ventaja que su mantenimiento es muy sencillo.
- **El optimizador de potencia:** es una combinación entre micro-inversor y los inversores de cadena, ya que se conecta de manera individual igual que el micro-inversor, pero envía la energía a un mismo punto como un inversor en cadena. Su principal ventaja es que es de instalación fácil y su mantenimiento es económico.



- **Micro-inversor:** este es considerado de tipo distribuidor, ya que este envía la energía de manera individual desde cada uno de los módulos. Su principal ventaja es que el sistema sigue funcionando así de funcionar uno de los micro-inversores.

Un micro-inversor es el encargado de convertir la corriente eléctrica continua de uno o dos paneles solares dependiendo de la capacidad del micro-inversor en corriente alterna.

Los micro-inversores tienen varias ventajas con respecto a los inversores convencionales, debido a que cuando existe una cantidad de sombra, líneas de nieve, escombros u ocurre un fallo completo de un panel, no se reduce la producción de todo el conjunto, además que son fáciles de diseñar y almacenar. Se rigen al seguimiento del punto de máxima potencia de manera independiente de cada panel conectado, permitiendo la reducción del costo del equipo.

Las ventajas más significativas de un micro-inversor son:

- Al conectar solo un panel solar al micro-inversor hace que se maximice la eficiencia del panel solar conectado y reduce las pérdidas de energía que se generan por sombras o por problemas que se presenten en un panel solar.
- Mejor mantenimiento de los micro-inversores ya que se puede ir monitoreando de forma individual cada micro-inversor. Con el monitoreo se puede determinar el rendimiento de cada panel y determinar si se requiere de algún cambio.
- Dependiendo del fabricante, estos equipos pueden tener una larga vida útil de entre 10 y 25 años.
- Su instalación es sencilla, no requiere de complicados sistemas adicionales, únicamente se conecta al panel y ya puede ser utilizado.

A pesar que presenta varias ventajas, también presenta varias desventajas como las siguientes:

- A diferencia de un inversor común que puede ser conectado a varios paneles solares, cuando se utiliza micro-inversores se requiere varios de estos equipos lo que hace que se incremente el costo por vatios de potencia.
- Como se tendrá un mayor número de estos equipos por instalación solar, se requiere de un mayor mantenimiento.
- Al ser equipos relativamente nuevos existe un mercado limitado, lo que dificulta encontrar equipos con características específicas que se necesiten.



El funcionamiento del micro-inversor es el mismo de los inversores convencionales ya que la energía solar absorbida por el panel se convierte en corriente continua, el micro-inversor la transforma en corriente alterna, que puede ser usada por los equipos del hogar. Los micro-inversores van conectados debajo de cada panel, hoy en día existen micro-inversores hasta para 4 paneles. Se debe evitar que el micro-inversor reciba de forma directa la luz del sol ya que se pueden presentar problemas posteriores.

Los micro-inversores al ser sencillos de instalar, se recomienda su uso en las siguientes situaciones:

- Instalaciones solares para autoconsumo donde los paneles que se instalan tienen una potencia inferior a los 1000 W.
- Cuando se realizan instalaciones donde la sombra es inevitable por la presencia de edificios o arboles cercanos, el uso de los micro-inversores es ideal ya que si la sombra afecta a un panel no perjudica el funcionamiento de las demás partes del sistema fotovoltaico.
- El micro-inversor no necesita que se ubique a todos los paneles del sistema en una sola orientación e inclinación. Es por esto que los micro-inversores son ideales cuando en la instalación no se pueden colocar a todos los paneles en la misma posición.

2.8.3 Conectividad Eléctrica

Para la interconexión de todo el sistema, las pérdidas por conexión de las diferentes partes tanto en corriente continua como corriente alterna deben minimizarse. Es por ello que las partes en las cuales se debe verificar la conectividad eléctrica son:

- Interconexión de los módulos
- Conexión de los módulos con los inversores.
- Conexión de los inversores con las protecciones y el contador de energía.
- Punto de conexión con la red.

2.8.4 Equipamientos de conexión a la red

Para toda instalación solar fotovoltaica es necesario instalar un cuadro de interconexión con la red, en donde irán los dispositivos de protección según la normativa, además del contador de energía y los transformadores de tensión para el correcto acople con la red. Existen dos tipos de cuadro de interconexión:

- **Cuadro de interconexión completo:** son el conjunto de dispositivos definidos por la norma para la interconexión de la red, además de otros



elementos que no se incluyen en la norma, pero estos ayudan a mejorar la calidad de la instalación.

- **Cuadro de interconexión básico:** este está compuesto por dos elementos esenciales; el seccionador automático y diferencial. El contador de energía, el seccionador manual y los fusibles de entrada de la instalación deben ser accesibles para la compañía eléctrica.

2.8.5 Punto de conexión a la red

Las empresas eléctricas son las encargadas de establecer los puntos de interconexión con la red. Por lo general estos puntos son definidos y situados en paralelo a la instalación realizada para consumo del edificio o vivienda donde están los contadores de energía. Las principales normas generales para la conexión del sistema fotovoltaico a la red son:

- La potencia nominal de la planta no puede superar el 50% de la potencia nominal del transformador de la subestación eléctrica de la zona a la cual está conectada,
- Las conexiones de las instalaciones no generen caídas de tensión superior al 2% debido a la conexión-desconexión.

2.8.6 Rendimiento de una instalación fotovoltaica

Lo ideal es disponer de un sistema con pocas pérdidas, es decir que la diferencia entre el rendimiento de entrada con el de salida sea mínimo. El rendimiento total del sistema fotovoltaico depende de los factores de rendimiento de los equipos que lo conforman entre ellos:

- Rendimiento de las células solares
- Rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia
- Rendimiento del inversor

El rendimiento de las células solares se encuentra por el 20% y 45% dependiendo del tipo de célula solar, el rendimiento de los inversores esta por el 90% y 95%, y con los sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia esta entre el 93% y 99%

Rendimiento de conversión

El rendimiento de las células solar y el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia son de gran importancia ya que son la entrada al inversor.



La conversión energética o más conocida como el rendimiento de la célula solar (n_{CS}), relaciona la potencia de la radiación solar sobre ella (P_R) y la potencia eléctrica que esta entrega (P_M), la cual se describe a continuación:

$$\eta_{CS} = \frac{P_M}{P_R} = \frac{I_M * V_M}{P_R} = \frac{FF * I_{cc} * V_{ca}}{P_R} \quad (\text{Ecuación 2. Rendimiento de conversión})$$

Donde:

- I_M es la corriente máxima,
- V_M tensión máxima,
- FF factor de forma,
- I_{cc} corriente de cortocircuito
- V_{ca} tensión de circuito abierto

Según la ecuación si se aumenta la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto, entonces se incrementa el rendimiento de la célula solar.

Rendimiento del MPPT

El rendimiento del seguidor de máxima potencia es otro parámetro de gran importancia, ya que indica la precisión del inversor para que trabaje en la máxima potencia, y que dependen de las curvas características del generador. El rendimiento energético del MPPT es el cociente entre la potencia instantánea suministrada en un periodo definido, y la potencia instantánea entregada en el punto máxima de potencia.

$$\eta_{MPTT} = \frac{P_{DC}}{P_{MPP}} \quad (\text{Ecuación 3. Rendimiento MPTT})$$

Donde:

P_{DC} Potencia medida y adoptada por el inversor

P_{MPP} Potencia en el punto de máxima potencia (MPP)

Existen dos rendimientos del MPPT, el rendimiento estático el cual describe la precisión con la que trabaja el inversor en el punto de máxima potencia; y el rendimiento dinámico el cual evalúa la transición hasta el punto de máxima potencia del inversor, tomando en cuenta las variaciones que tiene la intensidad de la irradiación.



Rendimiento del inversor

Está definido por:

$$n_i = \frac{P_{\text{salida}}}{P_{\text{entrada}}} \quad (\text{Ecuación 4. Rendimiento del Inversor})$$

No hay duda que este es el parámetro más importante de todos ya que este relaciona la potencia de salida con la potencia de entrada en la conversión de DC/AC, el mismo se encuentra normalizado por la norma europea, que está en función del rendimiento de ciertos valores de la potencia nominal:

$$n_{EU} = 0,03n_{5\%} + 0,06n_{10\%} + 0,13n_{20\%} + 0,1n_{30\%} + 0,48n_{50\%} + 0,2n_{100\%} \quad (\text{Ecuación 5. Rendimiento EU})$$

Este “rendimiento europeo” es utilizado para comparar inversores que van conectados a la red.

Rendimiento total

El rendimiento total de un sistema fotovoltaico es el producto de los rendimientos de los paneles solares, los seguidores de máxima potencia y el rendimiento del inversor:

$$n_{sfv} = n_{cs} * n_{MPPT} * n_i \quad (\text{Ecuación 6. Rendimiento de un sistema solar fotovoltaico})$$

Donde:

n_{sfv} rendimiento del sistema fotovoltaico

n_{cs} rendimiento de la célula solar

n_{MPPT} rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia

n_i rendimiento inversor

2.8.7 Pérdidas energéticas

Todo sistema de producción de energía eléctrica presenta pérdidas, es decir la energía final es menor a la energía generada. Un sistema de generación solar fotovoltaico también presenta pérdidas, entre las cuales están:

- **Pérdidas por conexionado.** Esto se da cuando se conectan los módulos solares en serio o paralelo. Cuando existe una conexión en serie, se producen perdidas en la corriente si algún modulo tiene una potencia nominal inferior a los demás. Por otra parte, si la conexión es en paralelo se produce perdidas en los valores de tensión cuando uno de los paneles falla.



- **Pérdidas por incumplimiento de la potencia nominal.** La potencia que entregan los módulos fotovoltaicos es variante, se encuentra dentro de un rango. Si los módulos entregan potencia por debajo de este rango el sistema no generara la potencia esperada.
- **Pérdidas angulares y espectrales.** Si la radiación del sol incide sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos con un ángulo distinto de 0° , se generan pérdidas angulares. Y las pérdidas espectrales se da debido a que la corriente que generan los paneles es variable, dependiente de la longitud de onda de la radiación solar que incide en los paneles.
- **Pérdidas por polvo y suciedad.** Cuando se acumula polvo y suciedad en los paneles, esto hace que se genere menos corriente y tensión, causando pérdidas por conexionado.
- **Pérdidas en el cableado.** Se generan pérdidas por la caída de tensión, debido a que por un conductor circula una corriente. Estas pérdidas se pueden evitar al seleccionar de manera correcta la sección del conductor y el material de fabricación.
- **Pérdidas por temperatura.** Las pérdidas por temperatura dependen de la radiación solar, la temperatura ambiente, el viento, etc., ya que los módulos fotovoltaicos al incrementar 10°C se pierde aproximadamente el 4% de la potencia.
- **Pérdidas en el inversor.** Lo ideal para evitar las pérdidas en el inversor es que la potencia del inversor sea la misma a la potencia generada por los paneles solares y también que el inversor tenga un elevado rendimiento cuando trabaja en condiciones nominales.
- **Pérdidas por sombreado.** Cuando existen sombras existe una menor captación solar, lo que causa que se genere menos corriente, derivándose en pérdidas de conexionado.

2.8.8 Fallas en una instalación fotovoltaica

Contactos directos e indirectos

Un contacto directo es cuando una persona entra en contacto con alguna parte activa de una instalación, por otra parte, un contacto indirecto es cuando se da fallas de aislamiento en un circuito, generando que algunas partes queden bajo tensión. Por ello se recomienda utilizar un aislamiento de clase II. Es un requisito importante el aislamiento de las partes activas, además de la utilización de dispositivos de corriente diferencial residual, lo cual es una protección contra contactos directos y también es una protección contra imprudencias de los usuarios.

Sobretensiones



La instalación fotovoltaica debe ser diseñada para evitar tensiones que superen por mucho la tensión nominal, que por lo general son provocadas por descargas eléctricas o por la red eléctrica. El diseño debe evitar que se deje estaciones aisladas lo que genera pérdidas económicas y de servicio.

Para evitar estas sobretensiones que se dan por las descargas atmosféricas se utilizan varistores que están instalados en el inversor, en sus dos partes tanto continua como alterna, ya que es un elemento muy sensible y crítico en la instalación.

Sobreintensidades

Las corrientes de cortocircuito o las de sobrecarga son muy peligrosas ya que sus efectos térmicos y dinámicos pueden llegar a producir serias averías o daños en la instalación. Estas sobreintensidades deberán ser eliminadas a través de un dispositivo de protección que no cause daño a las personas durante su accionar. Lo ideal es utilizar interruptores automáticos o fusibles que tengan las características que el circuito exige. Además, los diferentes dispositivos de protección deberán estar coordinados con la finalidad de que se desconecte la menor cantidad de partes posibles.

Cortocircuitos

Se producen altas corrientes que generan el calentamiento y derretimiento de los conductores, esto se puede dar por fallas entre fases: que se origina por cortocircuitos causado por mala operación, o por aves, o por arcos debido a la ionización del aire, etc. También se producen fallas a tierra: debido a la mala operación, o por animales, alta vegetación, etc.



3. CAPÍTULO 3

Estudio de la regulación y normativa para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos residenciales

3.1 Regulación de micro generadoras eléctricas a nivel mundial

El conectar unidades de microgeneración a la red de baja tensión ha sido un tema en desarrollo en los últimos años, pues muchos países se han basado en sus normativas de generación distribuida para permitir la microgeneración, lo que deja muchos vacíos pues no se estable un mínimo de potencia a instalar.

La importancia de establecer normativas exclusivas para la microgeneración radica en la diferencia que existe entre las características propias de las redes de baja, media y alta tensión. Los procedimientos de conexión y operación también deben ser regulados. Pocos países han abordado los temas de autorizaciones, ventas, incentivos de la energía generada por micro generadoras dentro de sus regulaciones y normativas. Países europeos como Reino Unido, Alemania, Portugal destinaron comisiones gubernamentales para desarrollar las normativas que rijan la microgeneración eléctrica.

3.2 Net Metering

El Net Metering o balance neto de electricidad es un sistema que invita a los consumidores a generar por su cuenta energía eléctrica a partir de energías renovables no convencionales. El Net Metering nació en EE.UU por los años 1980 como una respuesta al pedido de varios propietarios de pequeñas plantas de energías renovables con las que se abastecían, de poder disponer de un crédito de energía para utilizarlo a futuro.

El principio de funcionamiento es simple, el propietario de un inmueble puede disponer de un sistema de energía propio y también puede recibir energía eléctrica desde la red pública; el excedente de energía que pudiera tener, se entrega al sistema eléctrico para el uso futuro o venta, todo esto registrado en un medidor de tipo bidireccional que censa estos valores. La figura 7 muestra el esquema Net Metering.

El Net Metering se basa en la ecuación 2:

$$Fact\ NM = (E_c - E_i) * T_r \quad (Ecuación\ 7.\ Fact\ NM)$$

En la cual, E_c representa la Energía Consumida de la red, T_r es el costo de energía por parte del distribuidor y E_i es la energía Inyectada a la red por parte del usuario.

Ventajas del Net Metering.

- Reduce las facturas de la luz de forma inmediata
- Apoya el desarrollo de las fuentes de energía renovables no convencionales y el ahorro de energía a nivel domiciliario.
- Mayor tiempo del uso de la electricidad de autogeneración sin necesidad de acumulación.
- Para la venta de energía no se requiere instalar otro medidor.
- Menor riesgo en la inversión.

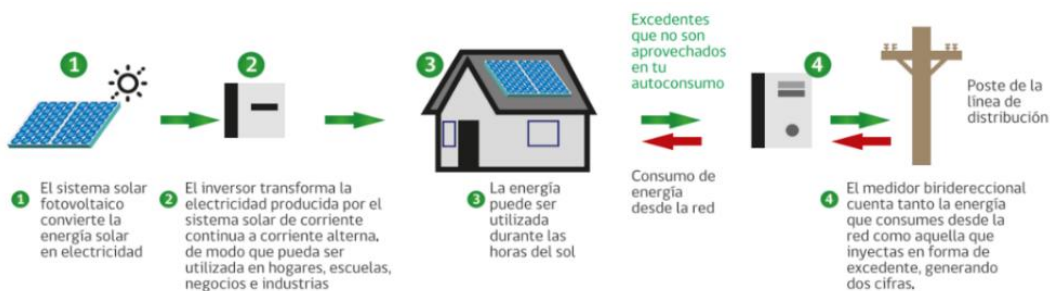


FIGURA 7. Esquema Net Metering [17]

Net Metering virtual (grupal)

Una planta eléctrica puede pertenecer a un grupo de personas o inversionistas e igual se aplicarán todas las ventajas del Net Metering. La cantidad de energía inyectada a la red será descontada de la factura de los inversionistas dependiendo del nivel de cada uno en la planta.

La principal ventaja se da en la reducción de costos en la adquisición de los equipos para la autogeneración. Si una persona no dispone de los recursos necesarios o no cuenta con el espacio para la instalación de equipos se puede asociar con otros clientes e instalar una planta de generación en un lugar apropiado para todos.

3.3 Net Billing

El Net Billing o Facturación Neta es un sistema que permite a usuarios residenciales generar energía para autoconsumo, y en el caso que se genere excedentes de energía se permite inyectar a la red y recibir un pago por la energía inyectada.

Para que un usuario residencial se someta al sistema de Net Billing es necesario que su instalación de generación de energía eléctrica use fuentes de energías renovables



no convencionales, además que la instalación cumpla con todas las exigencia y requisitos que se dispongan en el reglamento y normativa establecida en cada país.

El precio de la energía inyectada a la red tendrá el mismo precio que la energía suministrada por la empresa distribuidora. Esta remuneración por la energía inyectada a la red será descontada en la factura del mes correspondiente; cuando existe un remanente a favor del usuario este será descontado en el mes siguiente.

El Net Billing se basa en la ecuación 3.

$$Fact\ NB = (E_c * T_r) - (E_i * T_{cm}) \quad (Ecuación\ 8.\ Fact\ NB)$$

En la Ecuación 3, E_c es la energía consumida de la red, T_r representa el costo de energía del distribuidor, E_i es la energía que se inyecta a la red y T_{cm} es el costo de la energía mayorista.

3.4 Políticas de promoción para la autogeneración con energía solar fotovoltaica en América Latina.

Aunque en los países de América Latina se tienen diferentes niveles de crecimiento, inversión y capacidad de desarrollo de energías renovables no convencionales, todos enfrentan desafíos comunes y buscan, entre otros objetivos:

- 1) fomentar nuevas tecnologías, diversificando la oferta de generación;
- 2) dar a los usuarios la posibilidad de generar su propia energía.

Es por ello que en los países latinoamericanos se vienen implementando políticas para la promoción de energías renovables no convencionales y particularmente, de autogeneración para usuarios de la red de distribución que van de la mano con incentivos tributarios, financieros y de mercado.

Uno de los primeros incentivos económicos que se dio para impulsar el uso de energías renovables se basaron en tarifas preferenciales “Feed in tariff”, en el cual se alcanzó precios de hasta 0,60 cts €/kW·h en Alemania en el año 2001 [18].

En la actualidad, en países latinoamericanos las regulaciones contienen incentivos del tipo “Net Metering” y del tipo “Net Billing”, es por ello que a continuación se mencionan los tipos de incentivos que tienen varios de estos países.

Uruguay

La matriz energética de Uruguay está enfocada en la diversificación de las fuentes de energías autóctonas y renovables, usando la microgeneración dirigida a pequeños



consumos. El uso de la microgeneración de fuentes renovables es un complemento a la generación de energía centralizada.

Uruguay tiene su política energética 2005-2030 que fue aprobada en el año 2008 en la cual tiene una meta y es generar energía eléctrica en un 50% con energías renovables al 2015, considerando un 30% con energías renovables no convencionales entre estas se menciona a la energía solar fotovoltaica y tiene el objetivo de llegar al 100% de cobertura eléctrica.

En julio de 2010 se firma el Decreto 173/10 y con reforma del mismo en mayo de 2017 se declara que según el artículo 1, Uruguay se convierte en el primer país de Latinoamérica en permitir que los usuarios generen su propia energía de origen renovable eólica, solar, biomasa o minihidráulica y se vendan los excedentes a la red eléctrica según el artículo 2, todo esto en baja tensión. [19]

En este decreto nos afirma que para que se realice el intercambio energético deberá existir un Convenio de Conexión con la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones eléctricas (UTE) y cumplir con algunas condiciones establecidas por el Ministerio de Industria, Energía y Minería. Se considera que la inyección de energía eléctrica anual del usuario a la red de Distribución tiene que ser menor o igual a la energía consumida por el usuario tomada de dicha red.

Para la instalación de un sistema de microgeneración el usuario tiene que hacer un contrato con la empresa distribuidora de energía eléctrica propiedad del gobierno; el mismo tiene una duración de 10 años y en el cual se establece:

1. Que la potencia nominal del sistema de microgeneración debe ser menor a la potencia contratada por el usuario;
2. Que la energía eléctrica generada al año debe ser menor o igual a la energía consumida por el usuario
3. Que la potencia máxima permitida a inyectar a la red se indica en la tabla 1.

Tabla 2. Potencia máxima permitida para inyectar a la red en Uruguay. [20]

Tensión Nominal (V)	Potencia máxima autorizada (kW)
230 trifásicas	100
400 trifásicas	150



Una vez instalado el sistema de microgeneración, se puede generar suficiente energía para abastecer la demanda total o parcial del domicilio, y en caso de generar excedentes de energía, esta será inyectada a la red y contabilizada por un medidor bidireccional. Si a fin de mes el usuario tiene un saldo positivo de energía a su favor, la empresa distribuidora realizará un pago al mismo precio del cargo por energía vigente en el Pliego Tarifario de UTE, según la tarifa contratada por el usuario de UTE, si es el caso de una Tarifa Residencial Simple de 0 a 100 kWh se sustituirá por el precio correspondiente a la franja inmediata superior y para servicios con modalidad Consumo Básico Residencial se rige bajo el criterio de clientes del tipo Tarifa Residencial Simple a este proceso se le conoce como Balance neto.

El gobierno uruguayo para promover la microgeneración eléctrica proveniente de recursos renovables no convencionales a establecido importantes beneficios fiscales gracias al Decreto 002/2012 y al Decreto 354/009 y la Ley 16.906 de Promoción de Inversiones, en las cuales se establece que el usuario que instale un sistema de microgeneración eléctrica tendrá beneficios en el Impuesto al Patrimonio, el impuesto a la Renta de Actividades Económicas y en el impuesto al Valor Agregado en importaciones, considerando además que el usuario micro generador no pagará cargos por el uso de las redes eléctricas.

Brasil

Brasil es uno de los países que promueven el uso de energías renovables y es considerado como uno de los mercados potenciales más importantes en la generación de energía solar fotovoltaica, debido a que la mayor parte del territorio Brasileño tiene una radiación solar favorable especialmente en las zonas del Norte y Noreste del país que cuentan con mayor potencial y llegan a una radiación de 6.5 kWh/m²/día, dio su primer paso a través del Programa de Incentivos con Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Programa de Incentivos ás Fontes Alternativas de Energía Eléctrica, PROINFA) en el año 2002 para apoyar la promoción de renovables a gran escala.

El gobierno de Brasil en conjunto con la Empresa de Investigación Energética (Empresa de Pesquisa Energética, EPE) que es el organismo encargado de asesorar al Ministerio de Minas y Energía (MME) sobre proyección y consignación de recursos en el sector eléctrico abarcando las energías renovables, se han propuesto la reducción de emisiones de CO₂ en un 37% dentro de sus políticas ambientales hasta el 2025 con respecto a los niveles del año 2005. Por ello la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) el 17 de abril de 2012 publicó la Resolución Normativa 482/2012 en la cual se estableció los procedimientos generales para la conexión de mini y micro generadores eléctricos que usan energías renovables se conecten a la red de distribución. La resolución establece el sistema de compensación de energía



llamado Balance neto, el cual establece que si el cliente genera más de lo que consume este excedente lo puede insertar en la red, y la distribuidora dará de vuelta esta energía al cliente a través de créditos directamente en la factura de energía. Este crédito se podrá usar hasta en 60 meses contados a partir de la generación. La potencia máxima de la microgeneración es de 75 kW y la potencia máxima de mini generación es de 5MW para autoabastecimiento del consumo e intercambio con la red. Los clientes de tipo residencial tienen un cargo mínimo de 30 kWh/mes, 50 kWh/mes con acometida bifásica y de 100 kWh/mes para acometidas trifásicas. En 2015 se publicó una revisión de la norma 482/2012 denominada Resolución Normativa 687/15 en la que se permite la generación distribuida en condominios.

Según ABSOLAR a finales de 2018, en Brasil la potencia de los sistemas fotovoltaicos que están bajo la regulación de generación distribuida fue de 501,9 MW, de las cuales 371,9 MW se instaló en 2018 [21]. La EPE en su plan de Desarrollo Decenal de Expansión proyecta que para el año 2023 habrá 3,5 GWp de fotovoltaica conectada a la red. Por otra parte, la ANNEL estima que para el año 2022 se habrán instalado 1,4 GWp de sistemas de pequeña escala. El crecimiento de la microgeneración se debe a que en los últimos años han bajado los precios de los módulos fotovoltaicos, existe un aumento de la conciencia ambiental de la población, y un mayor costo de las tarifas eléctricas. De los 49.177 sistemas fotovoltaicos instalados en Brasil bajo la REN 687, el 75% son instalaciones residenciales, el 16,8% son instalaciones comerciales y el 2,7% son instalaciones industriales.

En Brasil hasta el año 2015 no se han identificado incentivos económicos o fiscales para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos, pero a medida que se han implementado varios sistemas fotovoltaicos en el país el gobierno aprobó la Ley Nro. 317/2013 propuesta por el Senador Ataiades Oliveira, en la cual se establece la excepción de impuestos de la importación de equipos de generación con fuente solar.

El gobierno también brinda estímulos de índole fiscal, reduciendo del 14% al 2% los impuestos a la importación de equipos para la microgeneración fotovoltaicas. Con financiación del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) se ha ampliado las líneas de crédito con un interés del 4,03% y el 4,55% al año y con un plazo de carencia de 3 a 24 meses, y 12 años para su pago para que las personas interesadas en instalar sistemas de microgeneración eléctrica.

México

México es considerado uno de los países de la región con mayor interés en la generación de energía eléctrica con energías renovables, especialmente en el sector solar ya que se ha publicado varias políticas, leyes, normativas y normas técnicas.



Este país a lo largo del tiempo ha sido dependiente del uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, es por ello que realizaron un proceso de redireccionar el futuro de su matriz energética.

En 2008 se crea la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética con reformas en los años 2011 y 2013, en la cual indica que una de las metas del país es no generar más del 65% de la electricidad con combustibles fósiles para el año 2024, 60% para el año 2035 y 50% para el año 2050, sin definir exactamente la aportación de las diferentes tecnologías.

En este país desde 1992 permitió la autogeneración, cogeneración, productores independientes con una capacidad máxima de 30 MW, y se permitía la venta de energía a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) mediante negociación directa, de acuerdo a la resolución No. RES/085/2007 define el contrato para pequeños productores de compra y venta de energía eléctrica, en la cual la CFE pagaría hasta 0.98 veces su costo de generación, incentivo para aumentar el interés al desarrollo de proyectos, en la actualidad de acuerdo a la nueva reforma permite hasta 35,9 GW de capacidad instalada, que representa el 67% de la capacidad instalada en México. [22]. Realizaron varias leyes y regulaciones para promover las Energías Renovables no Convencionales y una de ellas que es considerado como la más importante, denominada LAERFTE y sus reformas que busca el desarrollo de las Energías Renovables en México, en la cual define estrategias para lograr el desarrollo energético. Esta ley promueve la implementación de entes, reglamentos que promueven el desarrollo de la energía renovable, en la cual la energía solar Fotovoltaica ha tenido un papel importante dentro de las tecnologías consideradas.

En México se registra una radiación solar promedio de 5,5 kWh/m²/día, considerando que la radiación en este país varía desde 3 hasta 8,5 kWh/m²/día dependiendo de factores como es la ubicación y época del año. Lo que le convierte en uno de los tres mejores países a nivel mundial para invertir en proyectos de energía solar fotovoltaica es por ello que para ser un usuario Autogenerador se necesita de un permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía, un primer proyecto de FV a gran escala mayor a 0,5 MW fue desarrollado en el año 2011 mediante la instalación de 3,8 MWp con fines de autoconsumo. El usuario debe pagar un cargo por el uso de la red de transmisión de la CFE, y con respecto a los excedentes de energía se puede acumular por 12 meses o vender al 85% del precio de generación.

La generación de electricidad hasta el 2007 era una exclusividad del gobierno, pero gracias al Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 permitió a usuarios de baja tensión generar su propia energía a través de sistemas solares. Se establece que el usuario puede satisfacer su consumo eléctrico con paneles solares, y en caso que su



generación sea mayor al consumo puede vender el excedente a la CFE. La regulación establece que la potencia máxima de la instalación solar debe ser menor a 30 kWp para consumidores residenciales y hasta 500 kWp para consumidores comerciales.

El usuario que instale un sistema de microgeneración solar tiene la posibilidad de vender a la red los excedentes o el total de su energía generada. El usuario tiene 2 modalidades de recibir la remuneración por la venta de energía:

1. Net Metering (Balance neto), en la cual el usuario no vende directamente la energía generada a la CFE, sino que esta energía es almacenada de manera virtual en su cuenta, para que sea utilizada en meses posteriores a la generación, con un plazo máximo de 12 meses.
2. Net Billing (Cobro Neto), en este esquema no se almacena, se consume lo que se genera ese instante. Cuando no existe generación el usuario compra la energía a la CFE al costo que esté en ese instante. Al final del mes el usuario paga por su consumo, pero también cobra por la energía inyectada a la red, en facturas diferentes.

El gobierno de México para promover la microgeneración eléctrica estableció en el Artículo 34, Fracción XIII de la Ley de Impuesto sobre la Renta que el gasto que se realice para la adquisición de equipos para la generación de energía eléctrica con fuentes renovables, es 100% deducible de impuestos. [23] Además, para los equipos de esta tecnología que se determinan anticontaminantes se otorga una excensión del impuesto de importación. Entre varias iniciativas que se dan en este país con motivo de incentivar las energías renovables, está el Fondo Para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía destinado para proyectos de ER y el Fondo de Sostenibilidad Energética destinado para proyectos de investigación en universidades y centros de innovación en Energía Solar.

Chile

En el mundo, Chile es considerado uno de los países con mayor potencial de energía solar, en el cual se logra alcanzar una radiación solar en promedio de 7 a 8 kWh/m²/día en la zona norte del país mientras que, en la zona sur alcanza valores de radiación de hasta 2 kWh/m²/día.

Chile con el propósito de reducir la contaminación del planeta, en la última década aumentó el uso de Energías Renovables No Convencionales con el propósito de generar al menos el 10% de su electricidad para el 2024. Debido a que este país tiene una alta radiación solar, el 06 de septiembre de 2014 entra en vigencia la Ley 20.571, la cual establece que los clientes de baja tensión del sistema de distribución eléctrica



que usen medios de generación renovable no convencional, puedan entregar a la red sus excedentes y recibir un pago por dichos aportes. [24]

La generación distribuida FV a pequeña y mediana escala se basa en la Ley 20.571 implementada mediante la facturación neta o Net Billing, la cual indica que el usuario que inyecte a la red sus excedentes, recibirá un pago por parte de las empresas distribuidoras pero tiene algunos requisitos, entre los cuales la generación debe ser exclusivamente con ERNC, los equipos deben contar con una capacidad máxima de 100 kWp, el valor de interconexión debe ser pagado por el usuario, el costo de la energía inyectada va a depender del precio establecido por cada una de las empresas distribuidoras publicadas en el documento denominado Tarifas de Suministro Eléctrico. El valor que recibe el usuario por inyectar a la red será descontado del valor de su planilla eléctrica correspondiente al mes en el cual se realizó la inyección de energía. El objetivo principal es que esta autogeneración supla en parte el consumo eléctrico diario del usuario. El usuario que desee instalar un sistema de autogeneración lo debe tramitar en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la cual inspecciona que el sistema cumpla con todos los requisitos para su funcionamiento.

En el país las instalaciones de generación distribuida FV han tenido poco apogeo hasta octubre de 2014 cuando entró en vigencia el net Billing, se considera que el crecimiento en este sector no es claro debido a que la rentabilidad de los proyectos es baja por el mecanismo utilizado, tomando en cuenta que se extiende el periodo de recuperación de la inversión.

Bolivia

Por su ubicación geográfica, Bolivia es considerado uno de los países rico en recursos naturales con abundante energía solar, ríos, gas natural, vientos fuertes entre otros, permitiéndole convertirse en un país líder en producción de energías renovables y limpias ayudando a contribuir a la reducción de emisión de gases que provocan el efecto invernadero generalmente producido por energías fósiles.

Bolivia y Chile son los países con mayor radiación solar de Sudamérica. Los valores de la radiación solar en Bolivia son medidos en las zonas del altiplano, valle y llanos, la mayor tasa de radiación se presenta en la zona del altiplano debido a la presencia de la cordillera de los Andes que modifica la radiación solar, con un valor de 6 kWh/m²-día [25], misma que va disminuyendo hacia la zona del llano que varía desde 4,5 y 5 kWh/m²-día [25]. Al año el país alcanza 2.700 kWh/m²-año en las zonas del altiplano sur y en el oriente del país alcanza 1.800 kWh/m²-año. [26]



Bolivia recibe el triple de radiación que Alemania considerando que el último es uno de los países con mayor generación solar que se produce en el mundo con una radiación de 1.000 a 1.200 kWh/m²-año.

En Bolivia con la instalación de plantas solares y eólicas para la generación de energía eléctrica se evita reducir el consumo de gas oíl, en este país para generar energía eléctrica se ocupa el gas oíl ya que en este país se encuentra fuertemente subsidiado debido a que el precio en el mercado interno es de 0,16 dólares por litro mientras que en el mercado internacional es de 1,20 dólares por litro, este es uno de los obstáculos que se presentan para la expansión de la energía solar en el país.

Dentro de este país gracias a los subsidios que se dan, cuenta con una tarifa de 0,08 dólares por kilovatio hora para el sector residencial y de 0,06 para el sector industrial.

En el altiplano se puede instalar plantas fotovoltaicas comunitarias de 0,5 MW, 1MW o 2MW para satisfacer las necesidades de las familias para uso doméstico, bombeo de agua entre otras, estos proyectos están apoyados por el estado en la inversión, instalación de equipos y en la conexión a la red, mientras que el mantenimiento están encargados los propietarios.

En horas de sol, algunas comunidades podrán vender el excedente de energía a la red y en las noches compran la energía de la red realizándose un balance neto al final de cada mes.

Mediante el Decreto Supremo Nro. 2048, estableció una remuneración para la generación de electricidad mediante energías alternativas permitiendo el desarrollo de proyectos solares y eólicos de la empresa ENDE y no de productores pequeños individuales, comunitarios o municipales que deseen conectarse a la red y vender la energía generada.

La ley de electricidad y la normativa vigente decreta la generación de energía eléctrica mediante la energía solar para una persona para autoconsumo, venta a terceros o para un sistema aislado, pero no hay autorización para que se conecte y venda electricidad a la red sin contar con una licencia. Según la normativa de electricidad vigente no existen mecanismos que dan paso a un balance neto en el cual el productor pueda vender su energía en el día y comprar electricidad en la noche.

Paraguay

A nivel mundial se ha fomentado el uso de energías renovables, es por ello que Paraguay está dentro de los países que apoyan la generación de energía eléctrica con fuentes alternativas. En el año 2005 entro en vigor el Protocolo de Kyoto y



Paraguay se encuentra entre los países que lo han firmado y ratificado, es por ello que el país está comprometido en elaborar e implementar estrategias para reducir la emisión de gases que incrementan el efecto invernadero.

Este país tiene algunos ejes principales de desarrollo energético y son: 1) brindar acceso, 2) promover el desarrollo industrial y 3) disminuir la dependencia de combustibles fósiles. Es por ello que en este país se implementan medidas para evitar el aumento del calentamiento global y una de ellas es la generación de electricidad mediante la energía solar. Paraguay tiene un valor medio de radiación solar de 4,5 a 5 kWh/m²/día, no es considerado como uno de los países más favorecidos, pero aun así tiene potencial muy importante para aprovechar la energía solar.

En Paraguay la generación distribuida de Solar Fotovoltaica a pequeña y mediana escala se rige bajo el marco legal de la Ley Nro. 3009, pero esta no es reglamentaria. En el capítulo 7 de dicha Ley perteneciente a la Cogeneración y la Autogeneración, artículo 21 nos menciona que las personas interesadas en generar energía eléctrica para satisfacer sus propias necesidades podrán obtener una licencia para ser partícipes de ello siempre y cuando el solicitante ponga a disposición de la red de la ANDE (Administración Nacional de Electricidad) sus excedentes de generación de energía eléctrica por la cual recibirán un monto no superior al resultante de la aplicación de la Tarifa de Referencia igual al 70% de la tarifa dada según el Pliego Tarifario de la ANDE correspondiente a la tarifa del cogenerador o Autogenerador. [27]

En Paraguay la electricidad tiene un precio muy bajo en comparación con los demás países sudamericanos, debido a los recursos naturales que son aprovechados en el país y tiene un valor de 0,07 dólares el kWh.

Costa Rica

De acuerdo al VII Plan de Energía, pretende que Costa Rica llegue a generar el 100% de energía eléctrica con energías renovables para el año 2021, en el Plan de Energía se habla de las tecnologías con fuentes renovables en la cual se busca alternativas como la generación distribuida con FV aprovechando los recursos naturales en este caso la radiación solar que se da en el sector, considerando que este país tiene una radiación promedio de 4-5 kWh/m²/día. En este país cuando un consumidor es propietario de un sistema de generación distribuida parte de la energía de su consumo es generada por su sistema y otra parte de la misma es consumida de la red, a este mecanismo se lo conoce como generación para autoconsumo, además existe la posibilidad que parte de la energía generada por el sistema se inyecte a la red pública y esta debe ser medida con el objetivo de descontarla de la facturación mensual, en



la cual el usuario solo abona de la energía neta consumida, a este proceso se lo conoce como autoconsumo sin venta de excedentes o generación neta sencilla. Si la producción de energía es mayor al consumo del usuario, la facturación se hace cero y como existe un excedente de energía se podría vender a la empresa distribuidora, proceso denominado generación neta compuesta.

Inicialmente este país trato de emprender proyectos con energías renovables mediante la Ley Nro. 7200 desde el año de 1990 y con su reforma denominada Ley Nro. 7508 en el año de 1995 en la que se autoriza la generación privada de electricidad mediante energías renovables con una capacidad máxima de 20 MW, en la cual se otorgaban contratos de 20 años de manera directa. Además, Costa Rica se ha planteado el objetivo de ser un país con carbono neutral, por ello en el nuevo Decreto Nro. 39220-MINAE [28], dispuesto por el Presidente de la República y el Ministro de Ambiente y Energía se establece que los usuarios no tienen ningún límite de potencia para la instalación de proyectos fotovoltaicos, con la única condición que sea para autoconsumo y no para la venta de terceros. Además, se establece que el usuario que genere electricidad para su propio consumo y esté conectado a la red deberá cancelar el costo de interconexión a la red. Cuando el usuario consuma kWh provenientes de la red de distribución, pero que no sean los kWh que previamente inyectó a la red, deberá cancelar a la empresa distribuidora el costo de energía consumida según su categoría de consumidor y según el pliego tarifario. [29]

En Costa Rica se ha promovido la Generación Distribuida mediante el Plan Piloto de Generación Distribuida del ICE ya que se creó con el objeto de encontrar el impacto que produce la inserción de pequeños sistemas FV a la red, en la que se determina que la capacidad está limitada a 10 MW de los cuales 1 MW está reservado a sistemas solares fotovoltaicos de clientes del tipo residencial con la condición de que la capacidad de los generadores instalados no debe sobrepasar el 15% de la demanda máxima del alimentador.

Con respecto a los contratos de medición en este país indican que, Contrato por medición neta sencilla, se otorga una compensación física solo por los excedentes, es decir se acumula la energía inyectada a la red haciéndose un balance entre lo inyectado y lo consumido en un tiempo máximo de un año, ya que después del año transcurrido no se reconoce la energía inyectada. Contrato por medición neta completa se entrega una compensación económica por la energía excedente similar al caso anterior con la diferencia de la compensación económica.

A finales de 2018 Costa Rica contaba apenas con 28,1 MW de energía solar lo que representa menos del 1% del total de energía que produce el país. Costa Rica es uno de los mejores países en Centroamérica en tener condiciones para la explotación del



recurso solar, pero debido a sus reglamentos que impiden que en ninguna zona del país se exceda del 15% la producción de energía proveniente del sol, esto ha limitado la expansión de la energía solar. Además, estas reglas limitaban a que los usuarios que entreguen a la red energía que no consuman, podrían disponer de ella solo el 49% del total entregado.

A partir de que el Decreto 39220 entro en rigor, el Ministerio de Ambiente y Energía reporta que la mayoría de instalaciones solares se localizan en el Gran Área Metropolitana, con una concentración del 35% del total de paneles instalados en el país. En proyectos a gran escala en el primer trimestre del 2019 Costa Rica inauguró su parte solar más grande con una capacidad de 5MW, se encuentra ubicado en Buenos Aires de Pocosol de San Carlos, la cual consta de 19.000 paneles solares que se espera generen electricidad en la época seca, que beneficiará a 5.000 familias. [30]

En este país existe una serie de incentivos de acuerdo a la ley Nro. 7447 que se estableció en el año de 1995 otorgando exención de impuestos arancelarios a la tecnología con energías renovables y a la vez el impuesto de venta a equipos de eficiencia energética y energías renovables, esta exoneración se tramita bajo la aprobación del Ministerio de Ambiente y Energía, misma que define la política energética de Costa Rica. [31]

Colombia

Colombia es uno de los países con mayor abastecimiento solar en la región, pues cuenta hasta con 12 horas continuas de radiación solar a lo largo y ancho de su territorio nacional, teniendo un valor promedio de radiación solar de 4,5 kWh/m²/día. Por lo que la utilización de energía solar creció en los últimos años, paso de 1,66 MW de potencia solar instalada en 2016 a tener 86,52 MW en 2018 [32]. En 2019 entró en funcionamiento la planta de energía renovable ubicada en el municipio El Paso, con una capacidad de generación de 176 GW/año, la cual la convierte en la más grande de la nación. Esta representa el 80 % de la capacidad instalada de energía solar de Colombia; la cual consta de 250.000 paneles solares en un espacio de 210 hectáreas, con una inversión aproximada de 70 millones de dólares, que permitirá disminuir la emisión de CO₂ a la atmósfera de aproximadamente 107.000 toneladas al año.

Este crecimiento de las energías renovables se ha dado gracias al desarrollo de nuevas tecnologías, al crecimiento de nuevos mercados de energías renovables no convencionales y las diferentes leyes que impulsan el desarrollo de pequeños y grandes proyectos. Una de las principales leyes es la Ley 11715 del 2014, cuyo objetivo es integrar las energías renovables no convencionales al sistema nacional,



para lo cual regula la venta de créditos y excedentes de energía que sean inyectados a la red por parte de autogenerados que generen menos de 5MW. [33]

Otras medidas del gobierno para promover el uso de energías renovables no convencionales como la solar ha sido la reducción del impuesto a la renta en un 50% de la inversión, que deberá ser aplicada en los 5 años siguientes a su realización de manera distribuida. También se elimina el IVA a los equipos y servicios que se usen en este tipo de proyectos. El Ministerio de Minas de Colombia y el Banco Interamericano de Desarrollo firmaron un convenio de financiamiento para desarrollar actividades, análisis y proyectos que promuevan la utilización de fuentes de energía renovables no convencionales. [34]

Perú

Perú al igual que los demás países de la región en la última década ha tenido un crecimiento acelerado en la explotación de energías renovables. Perú al estar cerca de la línea ecuatorial cuenta con sol prácticamente todo el año. El Ministerio de Energía y Minas del Perú elaboró un Atlas Solar donde se indica que la radiación en la sierra es aproximadamente 5,5 a 6,5 kWh/m²/día, en la región costa es de 5,0 a 6,0 kWh/m²/día y en la selva de 4,5 y 5,0 kWh/m²/día [35]. Aprovechando este gran potencial que tiene Perú se ha incrementado los proyectos de energía solar, así el país paso de tener 12,5 MW en 2010 de capacidad instalada de generación solar a 345,1 MW en 2018. [32] Esto gracias a su política de Gobierno que se ha planteado que para el 2030 el 15% de la matriz energética sea de fuentes de energías renovables no convencionales.

El gobierno peruano ha lanzado un plan de incentivos para promover las energías renovables no convencionales entre ellas la energía solar. Dentro de los incentivos está el tributario, el cual quita el impuesto a la renta de los contratos con las Asociaciones Público Privada. A pesar de los esfuerzos de parte del gobierno peruano todavía existen políticas contraproducentes como los subsidios a los combustibles fósiles que distorsionan el mercado haciendo que la energía solar no tenga la acogida deseada.

Guatemala

Guatemala es un país centroamericano con una posición privilegiada, que según datos de la Dirección General de Energía de Guatemala tiene un promedio anual de radiación solar de 5,3 kWh/m²/día. El país para aprovechar esta enorme capacidad ha incrementado los incentivos para el desarrollo de la energía solar en el país; es así que paso de tener 1,5 MW de capacidad solar instalada a 113,5 MW en 2018. [32]



El gobierno guatemalteco apunta hacia un desarrollo sostenible, por ello se ha planteado la Política Energética 2013-2027 en la cual promueve el desarrollo de proyectos de energía renovables apoyadas de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto 52-2003 y la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Auto productores con Excedentes de Energía, Resolución CNEE-227-2014. En la primera ley se establece la exención del IVA para importaciones de equipos para la energía solar, la exención de pagar el Impuesto Sobre la Renta por un periodo de 10 años a partir de la fecha de funcionamiento.

En la Norma Técnica de Generación Distribuida se promueve y facilita la instalación de pequeñas centrales con una capacidad igual o menor a 5 MW que usen recursos renovables. Se da las facilidades para que se conecten a la red de distribución de 13,8 KV y 34,5 KV. Si un auto productor genera más de lo que consume y los excedentes se inyectan a la red, este no recibe ningún tipo de remuneración por la inyección a la red.

Dentro de las principales centrales solares de generación que están en operación en Guatemala están la Central Solar Fotovoltaica SIBO, el Proyecto Planta Fotovoltaica de 50 MW, Horus II, la Granja Solar Pedro de Alvarado. [36]

Argentina

Dado a la gran extensión latitudinal de Argentina existe gran variedad del recurso solar disponible, se determina que en este país la zona con mayor potencial solar es en el Noroeste, este país cuenta con una radiación promedio de 5 kWh/m²/día en las mejores épocas del año.

De acuerdo a la Ley 26.190 con su respectiva modificación Ley Nro. 27191, en Argentina se plantea el objetivo de llegar a un 8% de generación eléctrica con energías renovable hasta el año 2017 con una reforma de la misma, en la cual establece generar energía eléctrica hasta un 20% para el año 2025, según el artículo 14, numeral II dispone remunerar en hasta cero coma nueve pesos argentinos por kilovatio hora (0,9 \$/kWh) al usuario que disponga de generadores solares fotovoltaicos en un periodo de 15 años a partir de la fecha de instalación.

En este país desde el año de 1998 se aplica la Ley 25.019 en la cual se establece el Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar declarando de interés nacional la generación con fuentes solar y eólico misma que no se necesita de autorización previa del Poder Ejecutivo nacional para su ejercicio brindando como incentivo que la inversión de capital destinadas a los equipos de generación solar y eólica se puedan



diferir el pago del Impuesto al Valor Agregado en un lapso de 15 años, según el artículo 3.

En Argentina, algunas provincias han establecido sus propios decretos de incentivos, interés y promoción con respecto a las energías renovables en generación distribuida, como es en el caso de la Provincia de Santa Fe en la cual desde el año 2013 se aprobó la Resolución Nro. 442 en la cual le permite al usuario generar su propia energía y entregar los excedentes a la red permitiendo el balance neto para clientes residenciales, otras provincias de este país como son San Juan, San Luis, Mendoza, entre otras han iniciado planes para la instalación de sistemas FV a pequeña escala y por ello tratan de utilizar la resolución aplicada en Santa Fe.

Los países Latinoamericanos de los que se han mencionado, han desarrollado avances tecnológicos con respecto a las energías renovables entre ellas la energía solar fotovoltaica con un objetivo común que es disminuir las emisiones de CO₂, es por ello que a continuación se muestra el aumento de la capacidad solar fotovoltaica en los diferentes países latinoamericanos, haciendo énfasis en los últimos tres años, México es líder en energía solar que contó con una capacidad instalada de 2.540 MW hasta finales de 2018, le sigue Brasil con una capacidad instalada de 2.296 MW y Chile que a pesar que era uno de los países con mayor capacidad instalada en solar fotovoltaica en el año 2016 hasta finales de 2018 incrementó a 2.137 MW; estos países son considerados como los tres generadores de energía solar fotovoltaica con mayor capacidad instalada en Latinoamérica, como se indica en la figura 8.

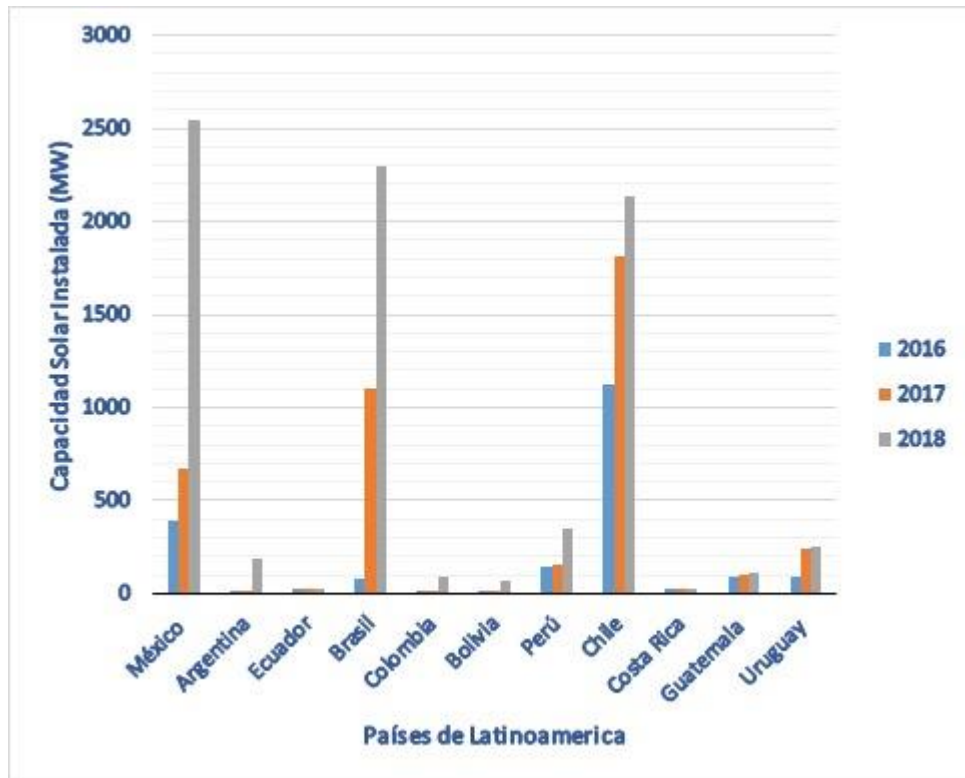


FIGURA 8. Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en países latinoamericanos [10]

En la tabla 3 se indican las diferentes tarifas eléctricas residenciales de diferentes países latinoamericanos, donde se aprecia que el país con las tarifas más bajas es Paraguay y el país con las tarifas más altas es Uruguay.

Tabla 3. Tarifas eléctricas Residencial en Latinoamérica [37]

Tarifas Eléctricas Residenciales en Latinoamérica				
País	Tarifas eléctricas según el consumo			
	30 kWh [USD/kWh]	65 kWh [USD/kWh]	125 kWh [USD/kWh]	300kWh [USD/kWh]
Paraguay	0,0131	0,0147	0,0295	0,0555
México	0,0392	0,0392	0,0425	0,0615
Argentina	0,0479	0,0613	0,0573	0,0917
Ecuador	0,0506	0,0635	0,0723	0,0983
Brasil	0,062	0,0701	0,0868	0,1047
Colombia	0,0774	0,0775	0,1049	0,1132
Bolivia	0,1063	0,0865	0,12	0,1159
Perú	0,134	0,1255	0,1255	0,1527
Chile	0,1674	0,1397	0,1564	0,1562



Costa Rica	0,1782	0,1632	0,1591	0,1803
Guatemala	0,2129	0,1982	0,1928	0,2081
Uruguay	0,4748	0,300	0,2357	0,2128

3.5 Políticas de Energías Renovables en el Ecuador

En el Ecuador, se ha promovido el uso de tecnologías ambientalmente limpias con el objetivo de disminuir la emisión de gases, especialmente de CO₂ ya que es uno de los gases que más contribuye al efecto invernadero, es por ello que se han promovido políticas mediante las cuales se incentiva al país a contribuir con el ambiente con generación limpia mediante energías renovables no convencionales.

De acuerdo a la constitución del Ecuador, según el artículo 15, sección segunda, Ambiente sano decreta que, el Estado fomentará, tanto en el sector público y privado, la implementación de tecnologías ambientalmente limpias con energías no contaminantes y que causan bajo impacto ambiental y además, según el artículo 413 de la Sección Séptima, Biosfera, ecología urbana y energías alternativas señala que, *“El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificada, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.”* [38]

El Estado Ecuatoriano según la Ley Orgánica del servicio público de energía eléctrica señala que, *“Resulta imperativo construir una matriz de generación eléctrica económica y ecológicamente equilibrada, incrementando la participación de las energías limpias y renovables como la eólica, biomasa, biogas, fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz e hidroeléctrica, disminuyendo la generación térmica ineficiente que utiliza combustibles fósiles.”* [39]

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía eléctrica tiene como objetivos específicos: *“Desarrollar mecanismos de promoción por parte del Estado, que incentiven el aprovechamiento técnico y económico de recursos energéticos, con énfasis en las fuentes renovables.”*; *“Formular políticas de eficiencia energética a ser cumplidas por las personas naturales y jurídicas que usen la energía o provean bienes y servicios relacionados, favoreciendo la protección del ambiente.”* [39]

Actualmente, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, ha establecido una Regulación denominada “Micro generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” que promueve la



microgeneración de energía con fuentes renovables no convencionales, utilizando recursos naturales inagotables como es en este caso la energía solar.

3.6 Análisis de la Regulación Nro. ARCONEL-003/18

En esta sección se realiza un análisis de aspectos importantes de la regulación, además se detalla los puntos importantes que contiene cada capítulo de la regulación a estudiarse.

3.6.1 Análisis del capítulo 1 “Autorización para la conexión, instalación y operación de consumidores con μ SFV”

El principal objetivo de esta regulación es establecer las condiciones técnicas y comerciales para los consumidores que deseen implementar sistemas de microgeneración fotovoltaica con una capacidad máxima de 100kW de potencia nominal instalada en medio y/o bajo voltaje, y que estén en sincronismo con la red, donde la energía eléctrica generada es auto consumida por sus propias instalaciones y en caso de existir un excedente de energía, la misma es inyectada a la red de distribución. [40]

Características generales para consumidores que tengan interés en instalar μ SFV.

Si se desea instalar un μ SFV bajo la regulación mencionada, el usuario debe considerar los siguientes puntos:

1. El μ SFV debe conectarse a la red de medio o baja tensión de acuerdo al siguiente esquema:

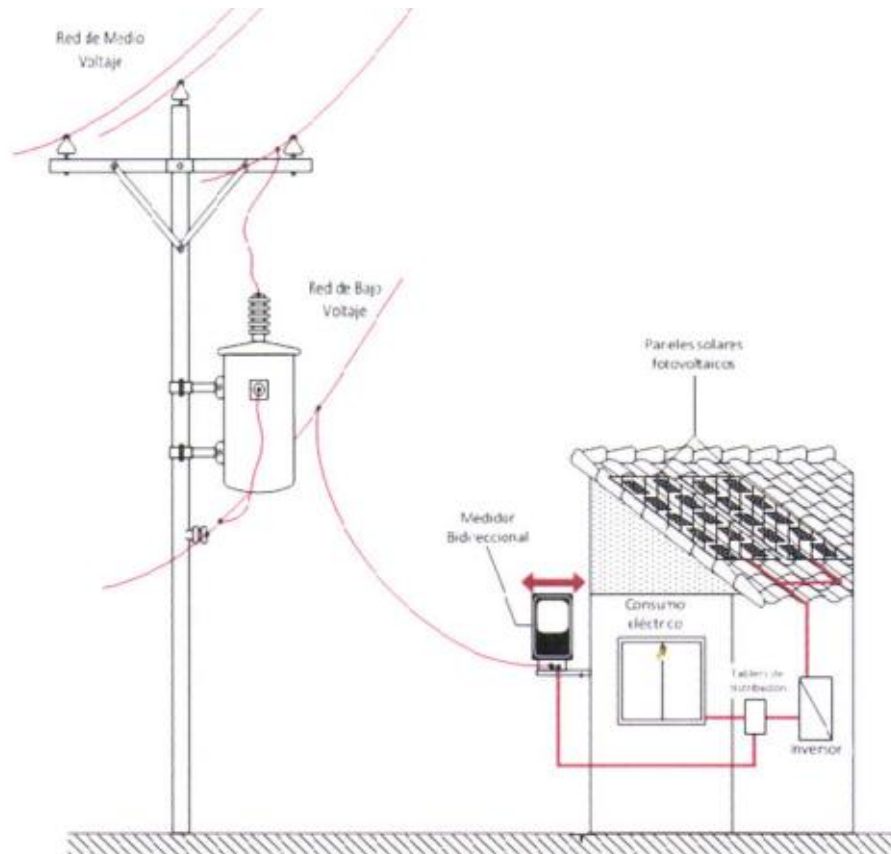


FIGURA 9. Esquema de instalación del μ SFV [40]

2. El usuario que desee instalar el μ SFV debe ser el propietario del inmueble.
3. El μ SFV debe ser utilizado con el objetivo de reducir el consumo de energía de la red de distribución.
4. La instalación del μ SFV debe estar condicionado a un estudio de factibilidad por parte de la empresa distribuidora.
5. La potencia nominal instalada del μ SFV no podrá superar los 100 kW.

Si el usuario cumple con los puntos anteriores entonces podrá solicitar al distribuidor la instalación del μ SFV.

Requisitos para tramitar la autorización de conexión, instalación y operación de consumidores con μ SFV.

Antes de iniciar cualquier trámite para la conexión del μ SFV, el usuario debe solicitar a la empresa distribuidora que se revise la factibilidad de la conexión a la red de distribución, para esto el usuario debe indicar la potencia máxima del sistema μ SFV a instalar. La empresa distribuidora debe revisar en el punto donde se quiere instalar el sistema μ SFV, la capacidad por corriente de cortocircuito, la regulación de tensión



y la capacidad de corriente del alimentar en baja y media tensión. La empresa distribuidora máximo en 10 días laborales tiene que dar una respuesta si es o no posible la conexión solicitada.

Los requisitos que se deben adjuntar a la solicitud para la instalación del μ SFV son:

- Última factura de pago
- Factibilidad de conexión
- Memoria técnica: descripción del estudio preliminar del proyecto.
- Procedimiento para tramitar la conexión, instalación y operación del μ SFV

Las empresas distribuidoras y los usuarios deben cumplir el siguiente procedimiento que se resume a continuación:

1. Una vez que el usuario tenga la factibilidad de conexión, deberá enviar la solicitud para la conexión del μ SFV a la empresa distribuidora.
2. La empresa distribuidora en un plazo máximo de 10 días laborales a partir de la recepción de la solicitud, analizará los aspectos técnicos para la instalación del μ SFV.
3. Cumplido los requisitos previos, la empresa distribuidora solicitará al usuario un cronograma de ejecución del proyecto. El usuario tiene un plazo máximo de 10 días para presentar el cronograma de ejecución en la empresa distribuidora.
4. Una vez aprobado el cronograma, la empresa distribuidora en un plazo de 8 días debe emitir el informe de aprobación del proyecto.
5. La empresa distribuidora luego de emitir el informe de aprobación del proyecto solicitará en un plazo de 2 días al ARCONEL, que se dé la autorización para la instalación y operación como consumidor con un microsistema fotovoltaico. El ARCONEL tendrá un plazo máximo de 8 días para pronunciarse sobre lo solicitado.
6. Con la aprobación del ARCONEL, el usuario deberá iniciar la instalación cumpliendo con el cronograma preestablecido y aprobado por la empresa distribuidora. Antes de entrar a operar el μ SFV, la empresa distribuidora en un plazo de 2 días revisará que la instalación cumpla con las normas técnicas en la instalación de los equipos, así mismo en un plazo de 2 días se deberá colocar los sellos de seguridad en el sistema de medición, y finalmente en un plazo máximo de 15 días se deberá suscribir el contrato como consumidor con μ SFV.
7. Suscrito el contrato entre la empresa distribuidora y el usuario se inicia la operación del μ SFV. A partir de entonces el usuario es responsable de la operación y mantenimiento de todo el sistema de μ SFV.



Todo el proceso descrito para la implantación de un microsistema fotovoltaico para autoabastecimiento es demasiado largo, lo que puede generar una desmotivación a los usuarios a instalar este tipo de fuentes de energía; y más bien los usuarios pueden llegar a optar por instalar los sistemas μ SFV de manera independiente, con lo que se pierde el registro de funcionamiento y operación de este tipo de sistemas, que es uno de los principales objetivos de la regulación.

Plazo de Operación del μ SFV

El sistema de μ SFV por contrato tiene un periodo de operación de 20 años. Una vez finalizado este periodo el sistema debe ser desconectado de la red de distribución.

Incremento de capacidad del μ SFV

Para que el usuario aumente su capacidad del μ SFV, deberá tramitar como si fuera un proyecto nuevo ante la empresa distribuidora. Hay que tener presente que el incremento de capacidad sumado a la capacidad del sistema ya instalado no deberá superar el límite máximo de la regulación correspondiente a 100 kW.

De acuerdo a la Resolución ARCONEL Nro. 057/18 que es la reforma de la Regulación ARCONEL Nro. 003/18, hasta que se finalice la Regulación sobre generación distribuida, esta regulación es aplicable para usuarios residenciales que requieran instalar o aumentar la capacidad de un μ SFV en su inmueble con una capacidad nominal de hasta 300 kW.

3.6.2 Análisis del capítulo 2 “Condiciones generales para la participación de consumidores con μ SFV”

Tratamiento comercial de la energía producida por los μ SFV

La energía que se genere con el μ SFV será únicamente para autoconsumo de la vivienda donde esté instalado. Si en algún momento se llega a generar excedentes de energía, es decir, la producción del μ SFV es mayor al consumo del domicilio, este excedente podrá ser entregado a la red de baja o media tensión. El balance económico para la facturación será realizado por la empresa distribuidora y se tendrá presente la energía entregada y la energía consumida por el usuario. La empresa realizará un balance neto mensual en base a la energía consumida y entregada registrada en el equipo de medición, de acuerdo a la ecuación 4:

$$\Delta E = (\text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada en la red}) \quad (\text{Ecuación 9. BN})$$

ΔE es el resultado del balance neto, si



$\Delta E < 0$; remanente negativo

$\Delta E > 0$; remanente positivo

Si existe un remanente positivo el usuario deberá pagar a la empresa distribuidora lo que se facture de acuerdo al pliego tarifario, correspondiente al contrato de suministro, el mismo no estará sujeto al subsidio de la tarifa de la dignidad ni tampoco al subsidio cruzado.

Por otra parte, si el remanente es negativo quiere decir que el μ SFV generó energía mayor a la del consumo, de tal manera que se inyectó a la red y será considerada como crédito a favor del consumidor para el siguiente mes, y así sucesivamente hasta un periodo máximo de 2 años, donde el crédito se resetea y regresa a cero.

Independientemente si existe un remanente negativo o positivo de energía, el usuario deberá:

1. Cancelar a la distribuidora los cargos por potencia establecidos en el pliego tarifario, según su categoría establecida por la empresa distribuidora. Para esto la empresa distribuidora tiene que asumir que el usuario no cuenta con μ SFV.
2. Cancelar mes a mes el cargo de comercialización.
3. Cancelar la tarifa de servicio de alumbrado público, que es proporcional a su consumo.
4. Cancelar los rubros por recolección de basura y bomberos, según las ordenanzas vigentes.

En este punto se debe notar que en la regulación en el numeral 12.1, la redacción que establece el tratamiento comercial de la energía cuando existe un remanente positivo o un remanente negativo, está en desacuerdo con la expresión del balance neto ΔE , por lo que se debería realizar una corrección en la regulación ya que su redacción se presta a confusiones.

3.6.3 Análisis del Capítulo 3 “Aspectos técnicos”

Calidad del producto

La regulación establece que los parámetros técnicos para los usuarios con μ SFV están establecidos en las regulaciones ARCONEL 004/18 “Distribución y comercialización de energía eléctrica” y ARCONEL 005/18 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”.

Condiciones para la conexión a la red



La instalación del μ SFV no deberá generar alteraciones en los niveles de seguridad de la red; no deberá generar condiciones que representen una inseguridad al personal de mantenimiento de las redes de distribución. Cuando la red primaria de distribución se encuentre sin flujo de potencia y energía por motivos de mantenimiento de la red distribución, o por actuación de las protecciones primarias o secundarias, el usuario deberá desconectarse de la red. [18]

Para que el usuario con μ SFV este en sincronismo con la red de distribución, la empresa distribuidora deberá tener presente los siguientes aspectos:

1. Determinación del punto de Conexión a la Red.

La empresa distribuidora para permitir que un usuario con μ SFV se conecte al sistema de distribución deberá tener presente los siguientes aspectos:

- Capacidad térmica de la red de transporte en baja y media tensión, potencia de los transformadores de distribución, regulación de voltaje, capacidad de cortocircuito, balance de energía en el punto de entrega analizados en horarios diurno y nocturno con mínima y máxima demanda.
- Desde el inversor hasta el equipo de medición, no deberá existir ningún equipo distinto al requerido por el sistema fotovoltaico.
- La suma de las potencias de instalaciones que estén conectadas a una misma red en bajo voltaje, no deberá ser superior a la mitad de la capacidad de transporte de dicha línea. Además, la empresa distribuidora debe evitar puntos de conexión directos a los centros de transformación.
- La energía inyectada a la red por parte del usuario con μ SFV deberá tener un factor de potencia cercano a la unidad.

2. Requerimientos Técnicos

- El rango de tensión al que operará el usuario con μ SFV será entre 90% y 110% de la tensión nominal de la red.
- No deberá generar variaciones de tensión de red superior al $\pm 5\%$ cuando el μ SFV este puesto en paralelo con el sistema.
- La frecuencia puede tener una variación máxima del $\pm 0,5\%$.
- El usuario deberá contar con equipamiento necesario para poder realizar maniobras de reconexión a la red, sin generar sobre voltajes.

3. Puesta a tierra del μ SFV

Todas las partes metálicas del μ SFV, tanto de la parte de corriente continua como la de corriente alterna deberán estar conectados a un único sistema puesta a tierra. Además, deberá realizarse una separación galvánica por medio de un transformador de aislamiento entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones del μ SFV.



4. Sistemas de Protecciones

Las protecciones deberán garantizar una adecuada desconexión en caso de fallas, ya sean estas por causas de la red de distribución o por causas internas del sistema.

La instalación deberá contar con las siguientes protecciones:

- Un interruptor termo magnético.
- Un interruptor automático diferencial
- Un interruptor automático de la interconexión

5. Sistema de Medición

La adquisición, calibración e instalación del equipo de medición será responsabilidad de la empresa distribuidora. El consumidor deberá cancelar la diferencia del costo del medidor diferencial con uno normal. En caso que se da de baja el μ SFV, el medidor pasa a ser propiedad de la empresa distribuidora.

El sistema de medición que se instalará a los usuarios con μ SFV deberá tener la capacidad de registrar el flujo de energía en ambos sentidos. El equipo de medición deberá tener las siguientes especificaciones:

- Medidor de energía activa/pasiva
- Frecuencia de 60 Hz
- Corriente máxima de trabajo (en amperios)
- Capacidad de almacenamiento de información en periodos de 15 minutos.
- Sistema de registro en memoria no volátil, con un periodo de almacenamiento de 45 días corridos.
- Precisión para energía activa y reactiva: 0,5%
- Batería
- Certificados de ensayos en fábrica.

Será responsabilidad del usuario con μ SFV mantener en correctas condiciones el equipo de medición.

En caso de que se presenten fallas en los equipos de medición, el usuario deberá notificar de manera inmediata a la empresa distribuidora, la cual deberá identificar la falla y en un plazo máximo de 48 horas cuando no se requiere de la sustitución de equipos, la falla deberá ser solventada. Cuando se requiere el reemplazo del medidor el tiempo máximo de reemplazo será de 60 días, y para el reemplazo de otro equipo será de 10 días. Para la liquidación y facturación de la energía durante el periodo de reemplazo de los equipos defectuosos se utilizará el histórico de los últimos 6 meses.



Obligaciones del consumidor

- Prestar las facilidades para la verificación, intervención y sellado del μ SFV y de los equipos de medición.
- Llevar un mantenimiento periódico del μ SFV y del medidor.
- Permitir que la empresa distribuidora realice una verificación planificada del μ SFV y de los equipos de medición.
- Reportar a la empresa distribuidora cualquier anomalía en un periodo máximo de 24 horas.
- Cuidar la integridad de los sellos de seguridad del sistema de medición.
- Conservar la documentación original del μ SFV y la información que le hace consumidor con μ SFV.

Obligaciones de la empresa distribuidora

- Adquirir, calibrar e instalar el sistema de medición.
- Verificar el correcto funcionamiento de los sistemas de medición.
- Realizar la lectura y descarga de información de los equipos de medida conforme a la normativa.
- Elaborar un plan anual para la verificación de los equipos de medición.
- Reportar al Ministerio Rector y al ARCONEL el incumpliendo de las disposiciones presentes en esta regulación por parte del usuario con μ SFV.

Análisis General Regulación 003/18

Análisis respecto a los trámites administrativos

En el punto 7 de la regulación se establece el procedimiento para tramitar la instalación y operación del μ SFV, en el mismo se considera que el tiempo de aplicación es muy largo (65 días); lo que puede generar que el usuario se desmotive por el tiempo extenso del trámite. Un punto que se debe mejorar para reducir el tiempo de tramitar la instalación del μ SFV, es que cada empresa distribuidora debería tener la facultad de autorizar o no la instalación y operación del μ SFV, ya que la regulación actualmente establece que el ARCONEL es el único ente regulador que autoriza o no la instalación y operación del μ SFV, lo que hace que el trámite se alargue 10 días más.

Las pruebas que la empresa distribuidora realice a los equipos del μ SFV antes de la entrada en operación, deben ser normalizadas por parte del ARCONEL con la finalidad de que todas las empresas distribuidoras del país, apliquen los mismos criterios. Además, dichas pruebas deben ser realizadas in situ ya que los equipos utilizados para el μ SFV están certificados por los organismos nacionales competentes.



Para incentivar la instalación de μ SFV en domicilios, se debe establecer periodos más cortos para los trámites administrativos; las empresas distribuidoras tienen que dar mayor prioridad a la instalación de μ SFV, y así el trámite de la instalación no superaría los 30 días.

Análisis respecto de la conexión y aspectos técnicos del μ SFV

La regulación establece que “el factor de planta del μ SFV una vez instalado no podrá ser mayor que el factor de planta determinado en el diseño”, esto técnicamente representa un problema, ya que el factor de planta del μ SFV está directamente relacionado con la radiación solar, la misma que es variante en el tiempo y también porque en el país no existe datos detallados, exactos y actualizados de la radiación solar. Esto afectaría al valor del factor de planta con el que se diseña el μ SFV.

Según la regulación el medidor bidireccional únicamente permite medir el intercambio de energía; no la producción de energía del μ SFV, lo que dificultaría llevar un registro a nivel nacional de cuanta energía es producida para autoconsumo. La regulación también establece que el usuario deberá cancelar la diferencia del costo entre un medidor bidireccional y un medidor convencional. Este costo extra podría desmotivar a los usuarios que instalen un μ SFV para autoconsumo.

En la sección 12.2 de la regulación establece que los usuarios con μ SFV que no trabajen en sincronismo con la red de distribución, no estarán sujetos a las condiciones establecidas en la regulación, lo que significa que el usuario podría instalar su propio μ SFV sin tanto trámite, y esto a su vez hace que se pierda el control y registro sobre la energía generada por μ SFV a nivel nacional. [18]

4. CAPÍTULO 4

Evaluación Técnica y Económica para la Aplicación del μ SFV en un Domicilio.

Cuenca es la tercera ciudad del Ecuador, con una población aproximada de 500.000 habitantes y está ubicada al sur de la región andina del país, a una altura de 2.500 msnm. En la parroquia de San Joaquín se instaló un micro-sistema solar fotovoltaico siguiendo el esquema de la figura 14, con la finalidad de realizar un análisis técnico y económico del sistema instalado en una residencia de una familia de 4 personas, de clase media alta. El μ SFV consta de dos paneles solares con potencia nominal de 275 Wp cada uno y un micro-inversor de 600 W conectado a un tomacorriente convencional del hogar como se puede apreciar en la figura 10, considerando que se conectó a la línea que contiene mayor consumo de cargas.

Para efectos de comparación de consumo de energía, se tomó datos de parámetros eléctricos: potencia y energía de un domicilio de clase media-baja ubicada en la ciudad de Cuenca, parroquia San Sebastián a 1 km de la estación meteorológica de la Universidad de Cuenca.



FIGURA 10. Vista Lateral de la Vivienda de estudio con μ SFV. [41]

A continuación, se detalla cada uno de los elementos del μ SFV instalados en la casa de estudio.

Paneles Solares

Conocidos también como módulo solar, recibe la energía de la radiación solar para ser aprovechada, todo panel solar fotovoltaico tiene sus dos curvas características las cuales son: curva de Intensidad-Voltaje (I-V) y curva de Potencia-Voltaje (P-V) en las cuales se puede observar el comportamiento de los mismos en la figura 11.

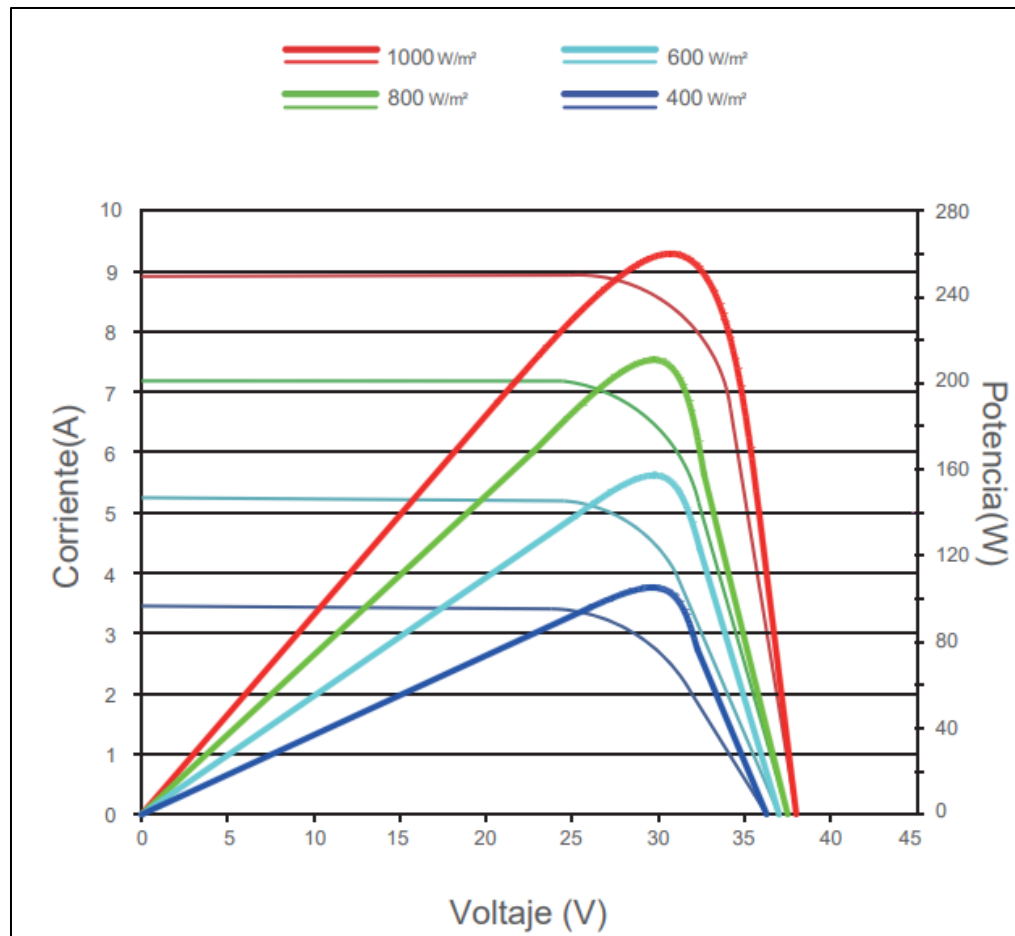


FIGURA 11. Curva características de los paneles solares fotovoltaicos (260W). [42]

Cuando existe una disminución de la corriente como se observa en la figura 12 es debido al déficit de radiación sobre una celda. Las sombras producen efectos sobre las celdas, mismos que dependen de la configuración de los paneles y del esparcimiento de la sombra sobre las celdas. Es por ello que si se conectan dos celdas en paralelo con distintos niveles de radiación no se generará mayor problema debido a que la tensión es la misma para realizar la conexión y las corrientes se suman, en el caso contrario, al conectar dos celdas en serie los distintos niveles de corriente hacen que se produzca un efecto no deseable conocido como el mismatching o pérdidas por desadaptación. El último se produce por orientación e

inclinación desigual, suciedad en ciertas partes de los módulos, condiciones meteorológicas, sombras, entre otras.

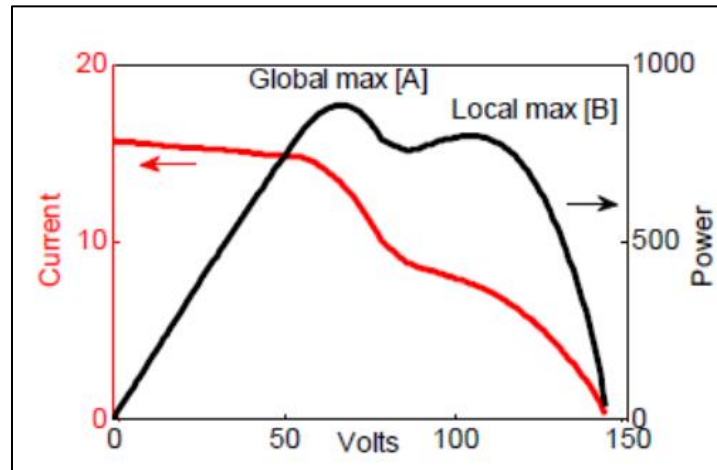


FIGURA 12. Curva con pérdidas causadas por sombras. [43]

En la vivienda se instaló dos paneles solares de la marca Jinko Solar, del modelo JKM275PP-60 con potencia nominal de 260-270 W, con módulo Policristalino, cuyas características son:

- 60 células policristalinos con las cuales se alcanza una potencia de hasta 275Wp.
- Posee una garantía anti degradación potencial inducida, bajo las condiciones de 60°C/85% de humedad relativa.
- El texturizado y el avanzado cristal de la superficie permite obtener un mejor resultado cuando existe baja irradiación lumínica.
- Tiene una alta resistencia a la brisa marina.
- Menores pérdidas de potencias en altas temperaturas gracias al coeficiente de temperatura mejorado.
- Garantía de rendimiento lineal de 25 años.

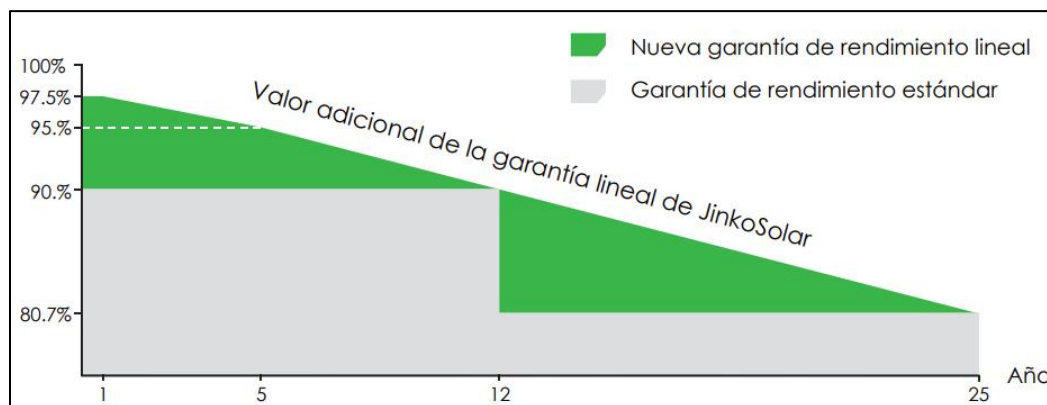


FIGURA 13. Rendimiento lineal de los paneles solares. [42]



Tabla 4. Especificaciones técnicas del panel JKM275PP [42]

Módulo: JKM275PP		
	Radiación 1000 W/m ²	Radiación 800 W/m ²
Potencia nominal (P _{máx})	275 W _p	205 W _p
Tensión en el punto P _{máx} -VMPP	32.0 V	29.3 V
Corriente en el punto P _{máx} -IMPP	8.61 A	7.00 A
Tensión en el circuito abierto-V _{OC}	39.1 V	35.9 V
Corriente de cortocircuito-I _{SC}	9.15 A	7.37 A
Eficiencia del módulo (%)	16.80%	

Micro-inversor

El Micro-inversor que se instaló en el domicilio es de marca KAIDENG modelo WVC600. Este modelo tiene protección IP65 que protege del agua de la lluvia permitiendo que la misma se desaloje en la superficie, además viene incorporado el seguimiento del punto de máxima potencia de alto rendimiento (MPPT). Las principales características del micro-inversor son:

- Instalación flexible
- Costo de operación y mantenimiento bajo
- Sistema de control digital
- Entrada/Salida aislada para proteger la seguridad eléctrica
- Transmisión de potencia inversa
- Seguimiento del punto de máxima potencia de alto rendimiento
- Mantenimiento sencillo
- Múltiples apilados en paralelo

Tabla 5. Especificaciones técnicas del micro-inversor WVC600-120AC [44]

Datos de Entrada	KD-WVC600-120VAC
Máxima potencia entrada	2X300 W
Máximo voltaje DC entrada	50 V
Tensión de seguimiento de la potencia máxima	22-45 V

Min/Máx voltaje de inicio	22-50 V
Máxima corriente de cortocircuito DC	40 A
Máxima corriente de entrada	27,2 A
Rango de temperatura de operación	40- 82°C
Datos de salida	
Potencia de salida máxima	600 W
Potencia nominal de salida	550 W
Corriente nominal de salida	4.58 A
Rango de tensión nominal	80-160 V AC
Rango de frecuencia nominal	57-62.5 Hz

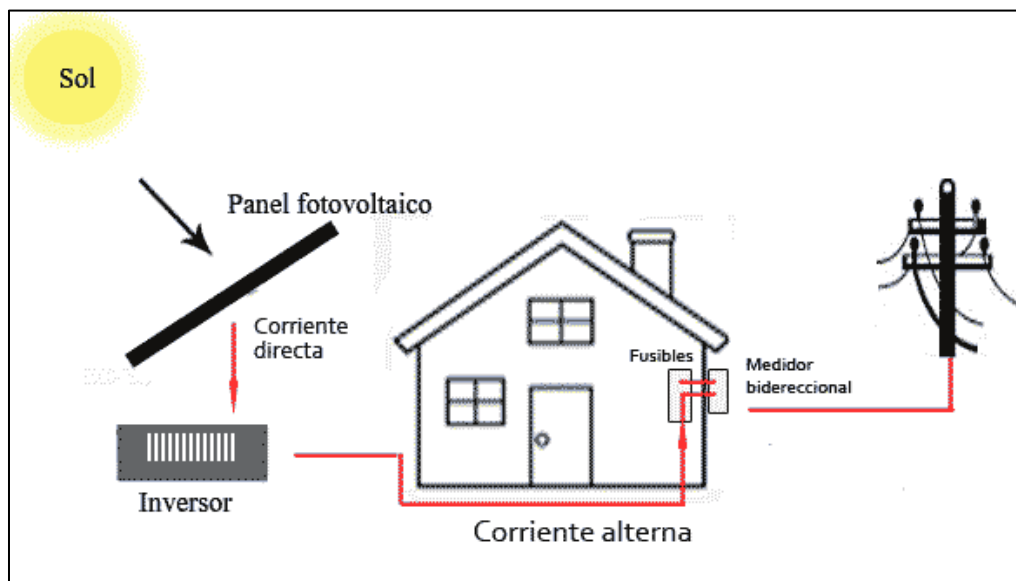


FIGURA 14. Diagrama de una instalación fotovoltaica para interconexión con la red. [45]

Equipo de medición

El equipo de medición que se utilizó fue de la marca HIOKI, modelo PW3337 con el cual se registraron en diferentes canales los valores de potencia y energía generada por los paneles solares, y a su vez la potencia y energía consumida por la vivienda. Este equipo es un medidor de potencia y analizador que permite medir líneas monofásicas a trifásicas con alta precisión y exactitud. Las principales características son:

- Entrada de 3 canales

- Ancho de banda 0.1 Hz a 100 kHz
- Medición de corriente en la entrada de hasta 65 A
- Mide desde monofásico de 2 hilos a trifásico de 4 hilos
- Alta precisión de $\pm 0.1\%$
- Medición de armónicos de hasta orden 50

Para una mayor capacidad de almacenamiento de los datos medidos se conectó el equipo de medición a una PC, con ayuda del software PW_Communicator. Este es un software de propiedad de HIOKI EE CORPORATION que permite la comunicación hasta de 8 unidades con una PC por medio de LAN, USB, GP-IB o RS-232C, para permitir la comunicación de datos, permite la visualización de datos, forma de ondas de tensión y corriente, almacena datos en formato CSV.

4.1 Pruebas en el laboratorio

El día 07 de junio del 2019 se realizaron pruebas en el laboratorio de Microrredes de la Universidad de Cuenca ubicado en el campus Balzay. Se utilizaron dos paneles con un micro-inversor con las características antes mencionadas. Para registrar los valores de potencia y energía de los paneles se utilizó el medidor HIOKI 3337, la conexión del micro-inversor con el equipo se indica en la figura 15.

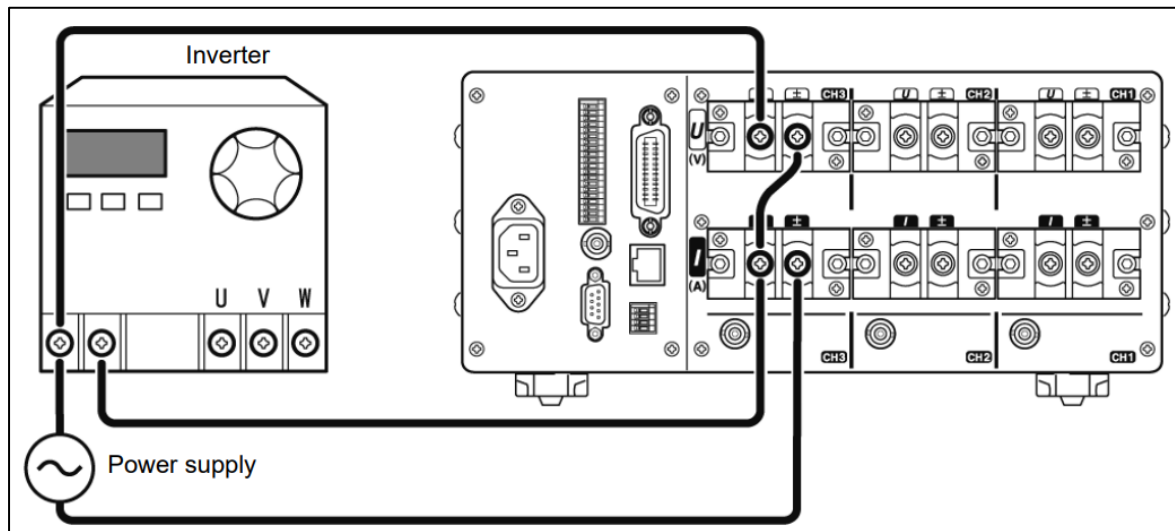


FIGURA 15. Conexión del equipo 1P2W [46]

Los valores de energía y potencia se registraron en el intervalo de 07:00 AM a 18:00 PM, periodo donde la radiación solar permite la generación de energía eléctrica. En la figura 16 se indica el comportamiento de la potencia generada de los paneles a lo largo del día de prueba, y en la figura 17 se indica la radiación del día de prueba, determinando que la potencia generada de los paneles depende de la radiación.

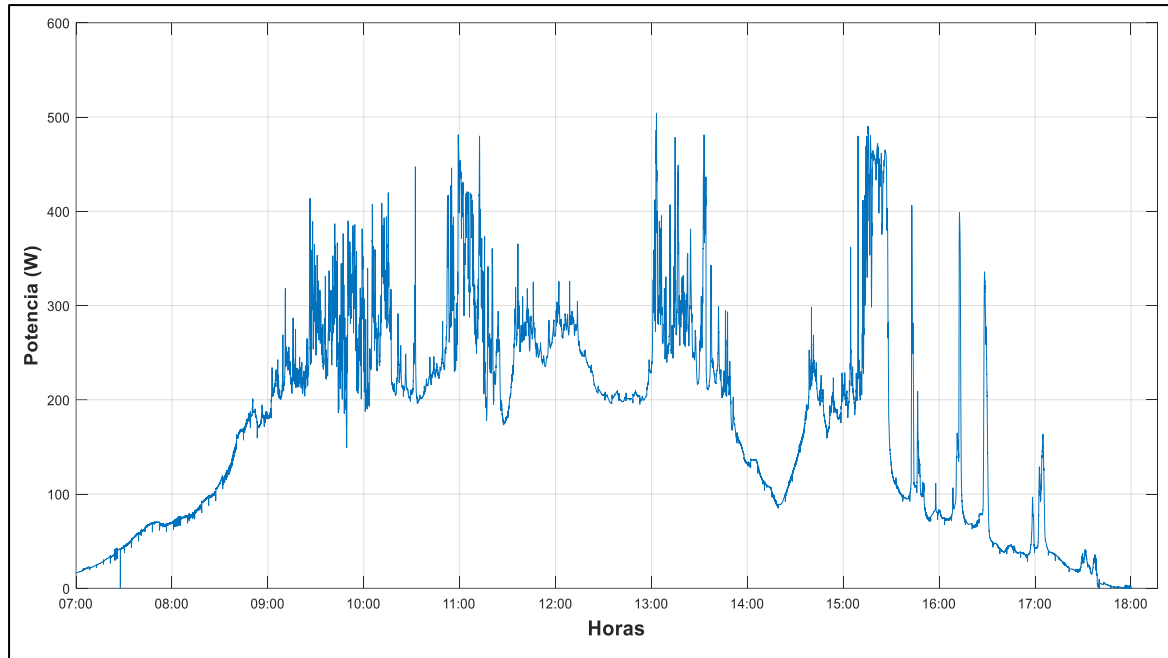


FIGURA 16. Curva de potencia de los paneles a lo largo del día de medición. [41]

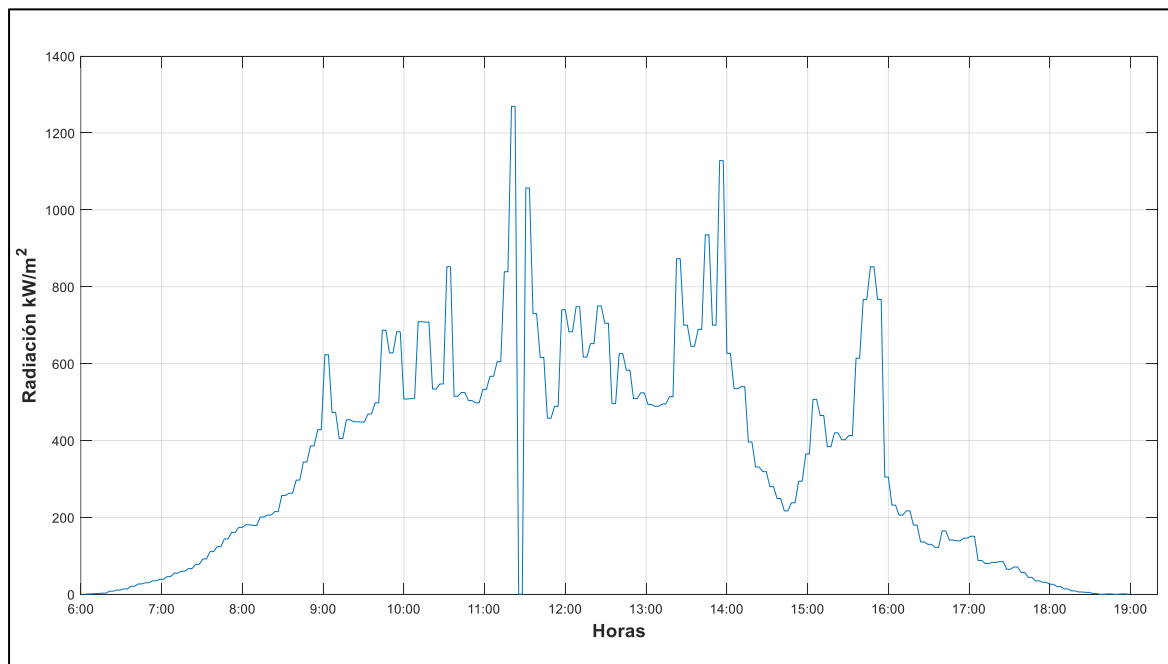


FIGURA 17. Radiación del día 07 de Junio de 2019. [41]

Al final del día de prueba el valor total de radiación fue de 103,838 kW/m². La figura 18 muestra la curva de energía de los paneles durante las 12 horas de prueba, la cual indica que al final del día de prueba se obtuvo 1,878 kWh.

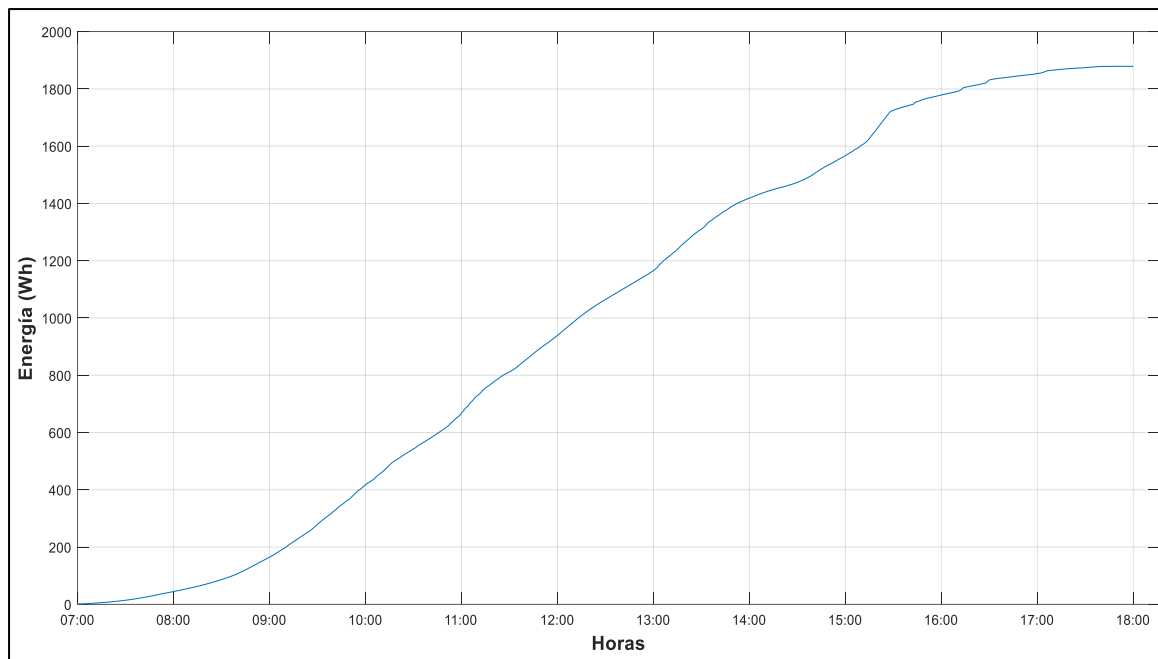


FIGURA 18. Energía Generada por los paneles [41]

4.2 Instalación del μ SFV en un Domicilio

Para el análisis técnico y económico del μ SFV, se seleccionó un domicilio ubicado en las afueras de la ciudad de Cuenca. La vivienda en estudio pertenece a una familia de clase media alta conformada por 4 personas, tiene un área de construcción de aproximadamente 200 m², donde se instaló un μ SFV monofásico. El sistema tiene una potencia nominal de 550Wp, consta de 2 paneles solares fotovoltaicos, ambos con potencia nominal de 275Wp y un micro-inversor con potencia nominal de 600W, con eficiencia máxima del 91% y distorsión armónica de corriente máxima (THD_{max}) del 5%. La vivienda unifamiliar tiene una alimentación bifásica (220 V) por parte la empresa de distribución eléctrica, y el μ SFV se ha conectado al circuito que contiene cargas con mayor consumo diurno como el refrigerador y otros electrodomésticos. Desde el aspecto estético, en la figura 10, se observan los paneles fotovoltaicos integrados dentro de la arquitectura de la vivienda, presentando armonía con la fachada.

Para la conexión de los paneles solares al medidor de energía PW3337, se siguió el diagrama de conexión indicado en la figura 15, y para registrar el consumo de la vivienda se siguió el diagrama de instalación de la figura 19. El equipo fue configurado para registrar los valores de potencia y energía generada y consumida por el domicilio de manera simultánea a lo largo del mes de estudio.

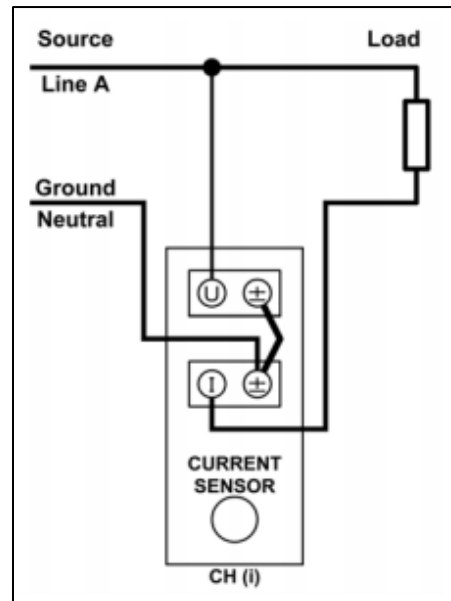


FIGURA 19. Conexión para el registro de potencia y energía en el medidor PW_3337. [46]

La radiación solar al ser variante día a día, a lo largo del mes de estudio presentó diferentes comportamientos como se indica en la figura 20. El día con mayor radiación se registró el día 22 del mes de estudio con $167,59 \text{ kW/m}^2$, y el día con menor radiación fue el día 7 del mes de estudio en el cual se registró $25,82 \text{ kW/m}^2$.

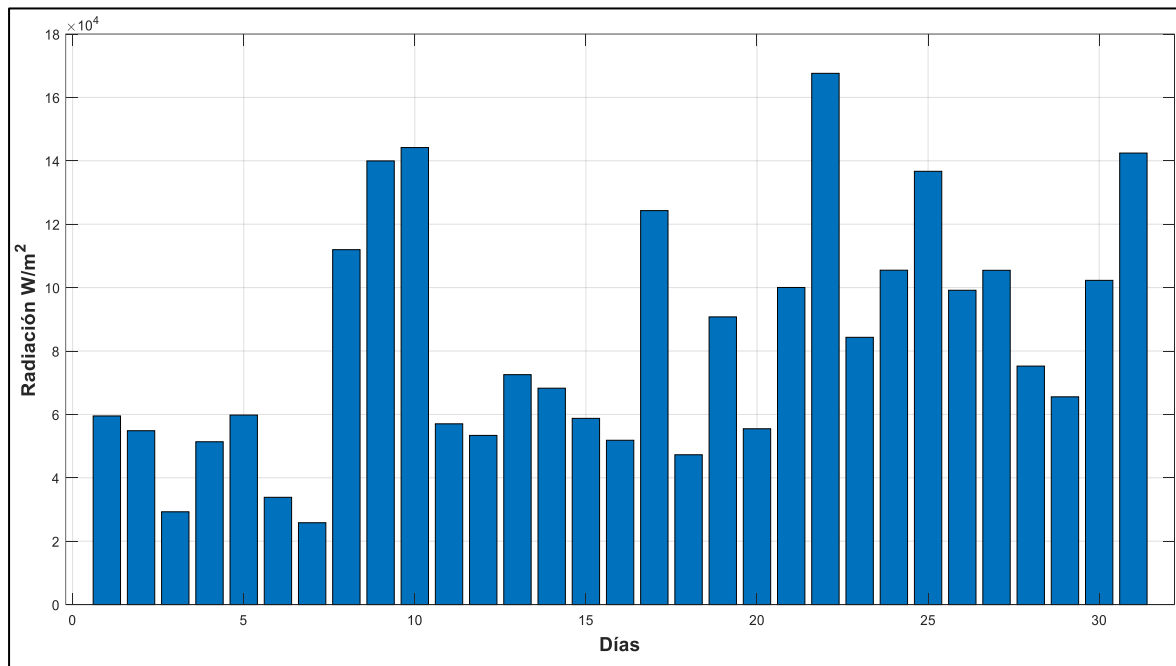


FIGURA 20. Radiación solar durante el mes de estudio. [41]



4.3 Análisis de casos de estudio

4.3.1 Caso1. Día con mayor generación de energía de los paneles solares

En la figura 21 se indica la radiación solar que existió durante el día en el que los paneles generaron la mayor cantidad de energía eléctrica. Al final de las 12 horas de radiación de este día, se registró $167,5\text{kW/m}^2$.

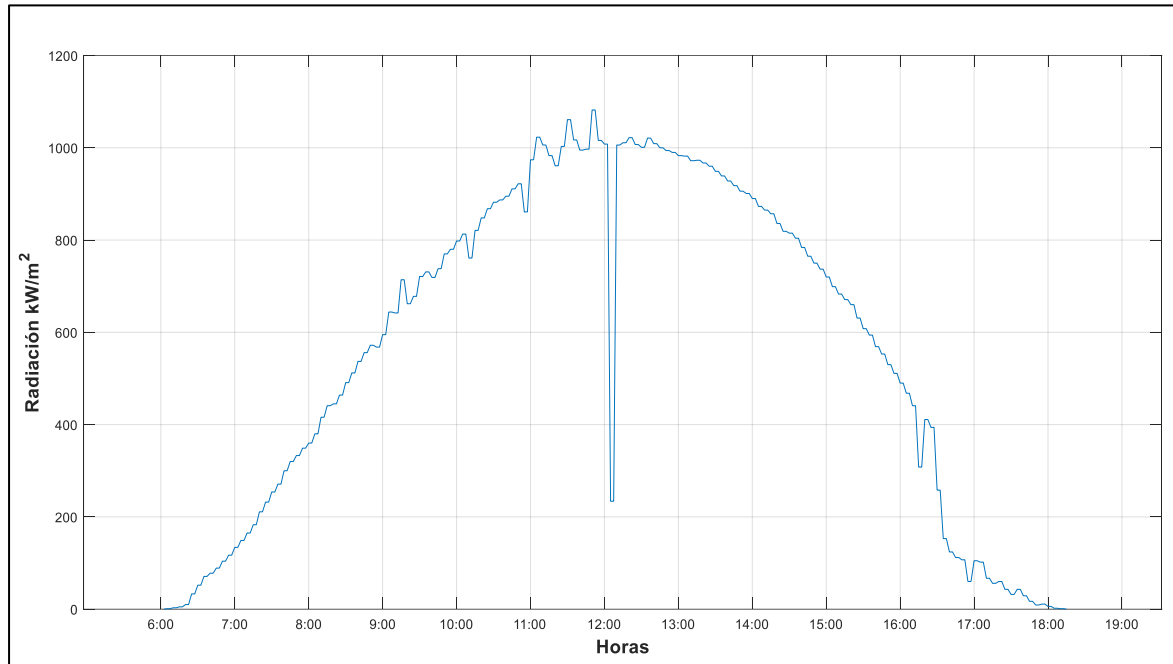


FIGURA 21. Radiación solar en el día 22 del mes de estudio [41]

La figura 22 indica el comportamiento de la potencia que generan los paneles solares (azul) y la potencia consumida del domicilio (rojo) durante 24 horas de estudio, caso de estudio en el cual existió la mejor radiación solar en el mes analizado.

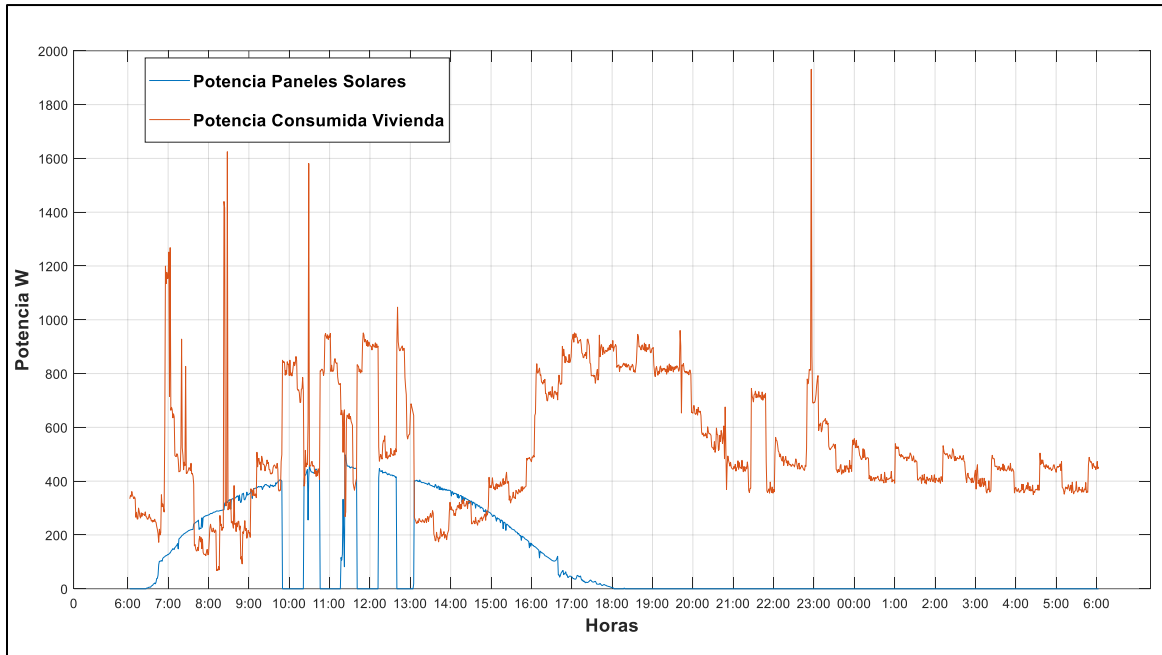


FIGURA 22. P de generación y demanda en la vivienda del día 22 del mes de estudio. [41]

Durante ese día los paneles generaron 2,4kWh y el domicilio consumió 12,7kWh. Esto quiere decir que la energía generada por los paneles solares representó el 18,89% de la energía consumida en ese día. El comportamiento de la energía se muestra en la figura 23.

Cabe destacar que a pesar de que en este día se generó la mayor cantidad de energía por parte de los paneles solares, no existió una inyección de energía a la red por parte del usuario, debido a que ese día también existió un alto consumo de energía del mismo durante las horas de radiación, como se indica en la figura 24.

En la curva de potencia de los paneles de este día, se observa 4 paradas térmicas del micro-inversor debido a las altas temperaturas que se registró ese día. Las paradas térmicas se dieron ya que se superó el rango de temperatura de funcionamiento del micro-inversor que se indica en la tabla 5. Por recomendaciones técnicas para la instalación de micro-inversores a altitudes superiores a los 2.000 m.s.n.m se debe tener presente que existe una refrigeración menos eficiente debido a que el aire se puede rarificar, por esto la colocación del micro-inversor deberá ser en la sombra con una correcta circulación de aire.

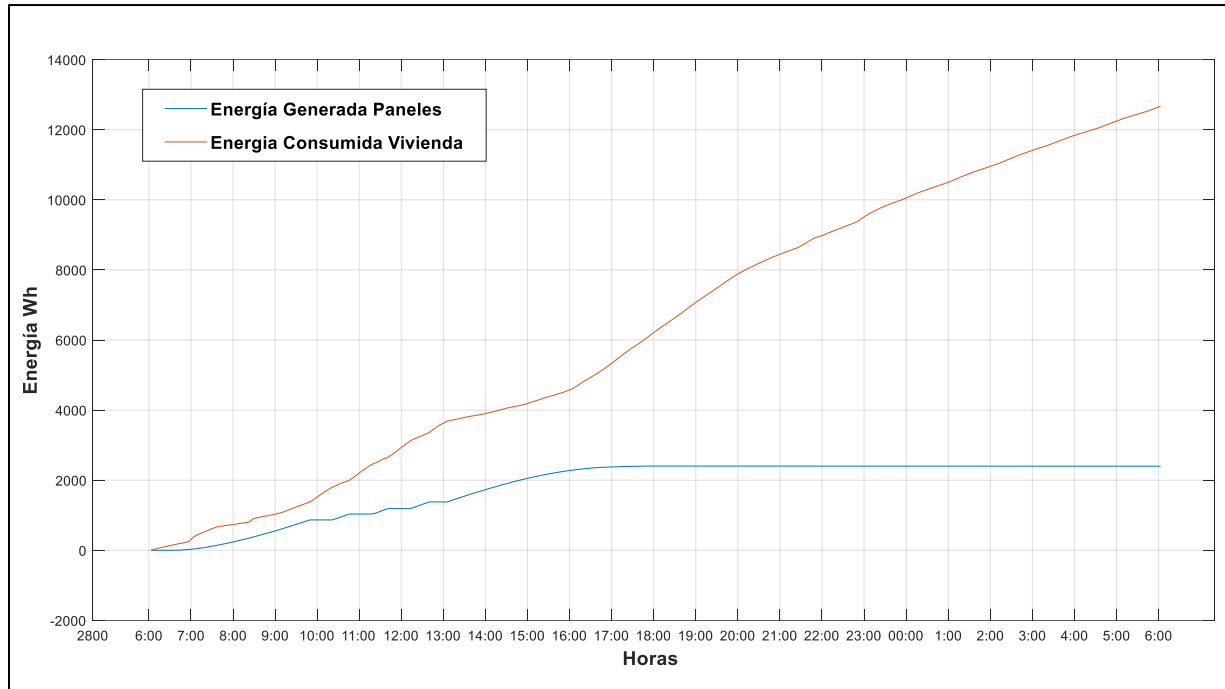


FIGURA 23. Energía de generación de los paneles y energía de consumo de la vivienda analizada en el día 22 del mes de estudio [41]

4.3.2 Caso 2. Día que se inyectó la mayor cantidad de energía a la red.

El día que se registró una mayor inyección de energía a la red, fue el día 24 del mes de estudio, este día tuvo una radiación total de $105,49 \text{ kW/m}^2$ con lo cual los paneles generaron $1,62 \text{ kWh}$ y el domicilio tuvo un consumo de $14,216 \text{ kWh}$. En la figura 24 se observa la potencia consumida por el domicilio (curva roja) a lo largo del día, se identifica que en el periodo de 9:00 am hasta la 13:00 pm, el consumo de la vivienda es bajo y la energía generada por los paneles cubre la necesidad del domicilio y el sobrante es inyectado a la red. La energía inyectada a la red fue de $185,4 \text{ Wh}$ que representa el $11,4\%$ de la energía generada por los paneles durante ese día.

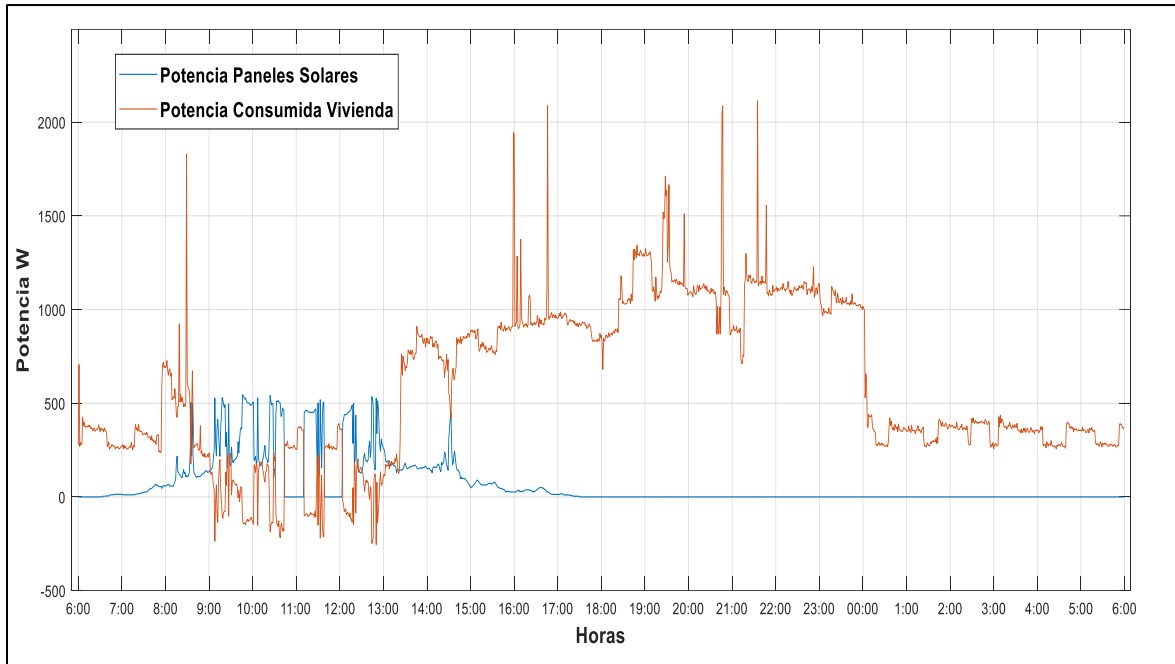


FIGURA 24. Curvas de potencia de los paneles y curva de demanda del domicilio en un día con mayor inyección de energía a la red. [41]

Quando el domicilio tiene un consumo moderado en el día, el μ SFV cubre la demanda de energía, como se indica en la figura 25. Se observa que la curva de energía generada por los paneles (azul) durante el día hasta las 13:30, es similar a la curva de energía del domicilio (rojo), luego de esa hora la demanda del domicilio crece rápidamente debido a las costumbres propias de la familia.

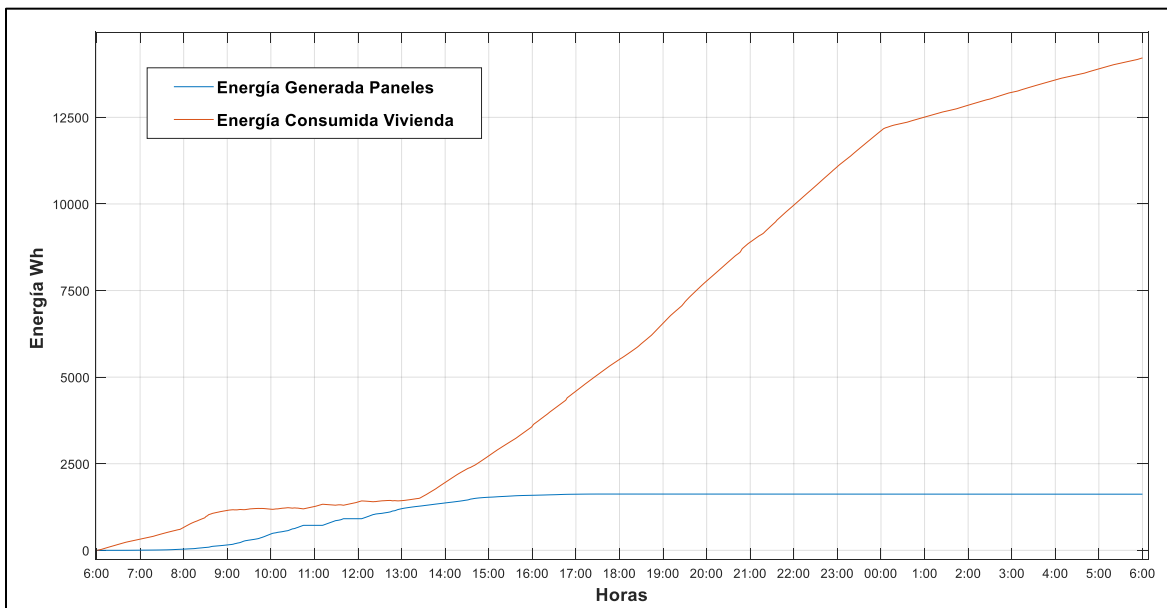


FIGURA 25. Curvas de energía generada y consumida [41]

4.3.3 Caso 3. Día de mayor consumo del domicilio

El día 20 del mes de estudio el domicilio de clase media alta se registró un consumo de energía de 16,3 kWh y una generación por parte de los paneles de 0,935 kW/h, lo que apenas representó el 5,736% de la energía consumida ese día. En la figura 26 se observa la curva de potencia consumida por la vivienda (roja), la cual indica que existió un alto consumo de energía en la mañana, y el aporte de la generación de los paneles fue eminentemente poco.

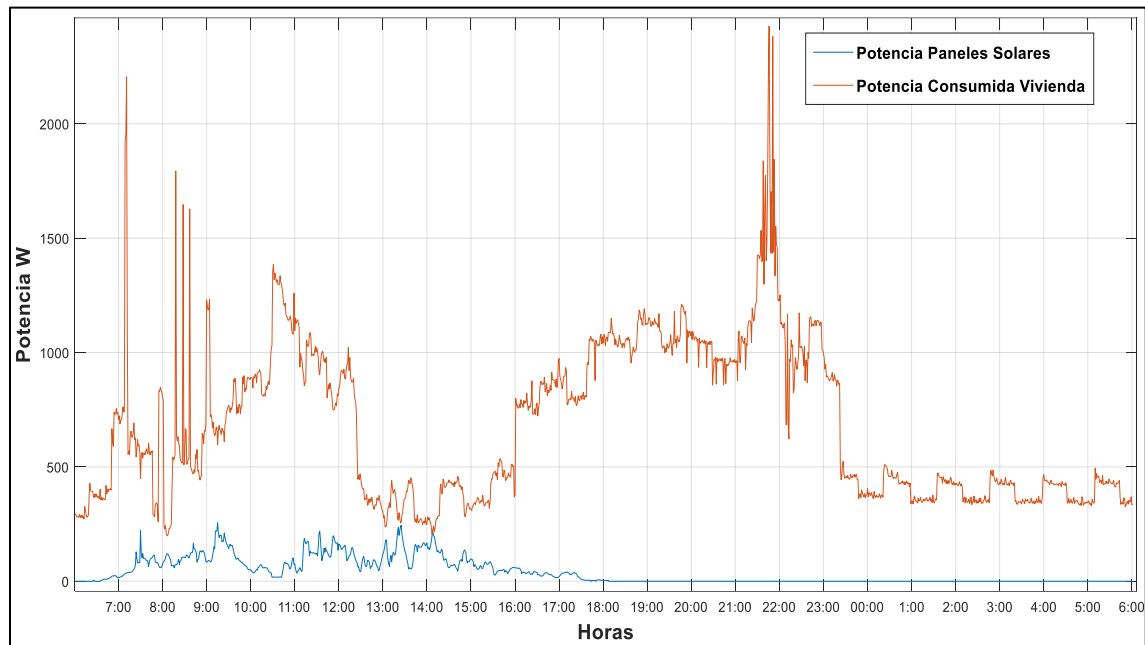


FIGURA 26. Curvas de demanda del domicilio y potencia de paneles (28-08-2019) [41]

En la figura 27 se observa la gran diferencia que existe entre la curva de consumo de energía (rojo) y la curva de energía de los paneles (azul), lo que indica que el aporte de energía de los paneles representa un bajo porcentaje del consumo total de la vivienda.

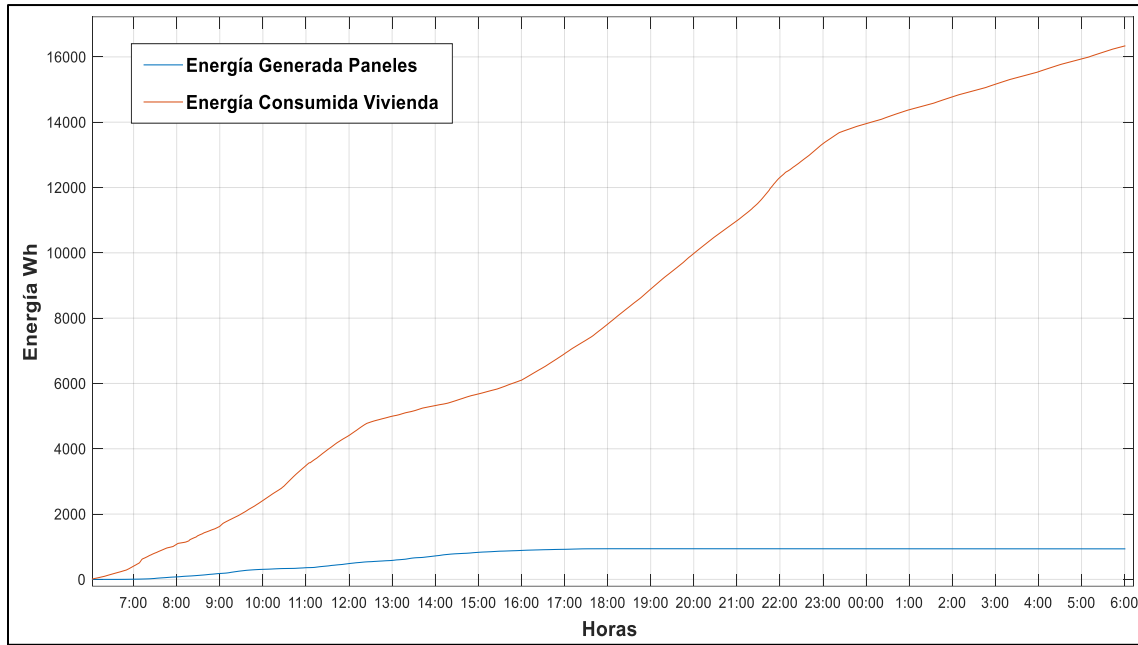


FIGURA 27. Curvas de consumo de Energía y Curva de generación de energía. [41]

4.3.4 Caso 4. Consumo en una vivienda de clase media baja

Para este caso se realizó la medición de consumo de energía de una vivienda de clase media baja ubicada en la ciudad de Cuenca sector El Tejar que se encuentra a 1 km aproximadamente del laboratorio de Microrredes de la Universidad de Cuenca, del cual se obtuvieron los datos de radiación solar. Este domicilio está conformado por 5 personas, que tiene un consumo promedio diario de 4,5kWh. En la figura 28, se indica el comportamiento típico de consumo de la vivienda y en la tabla 6, se indica el promedio de consumo que ha tenido la vivienda en los últimos 6 meses.

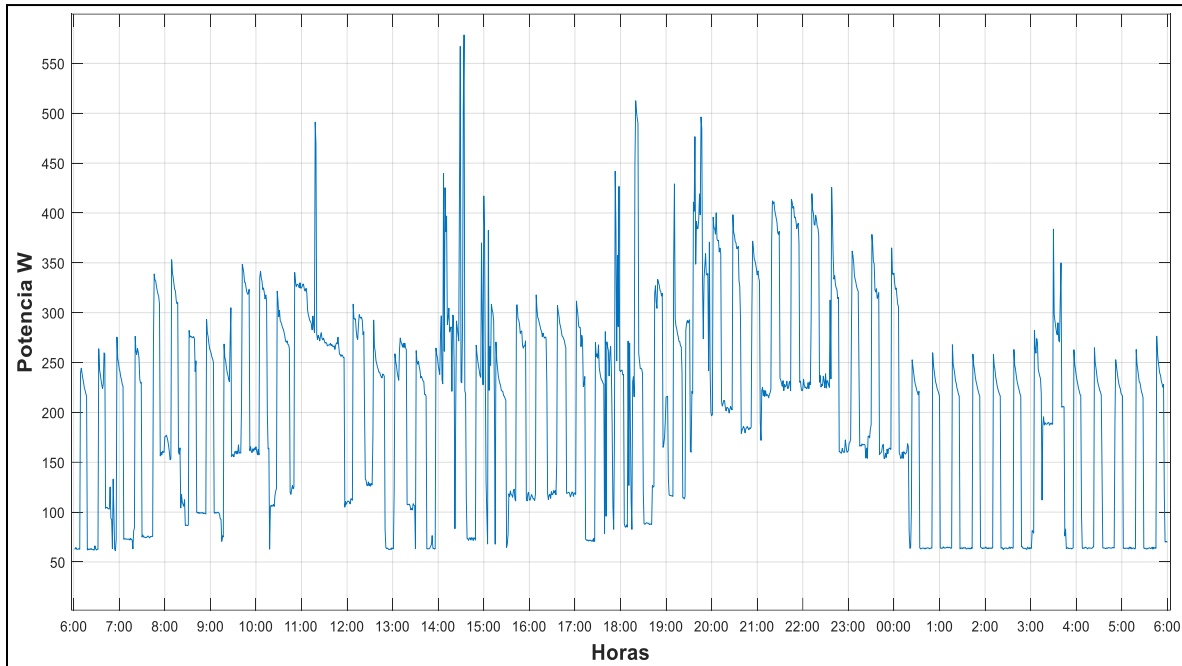


FIGURA 28. Comportamiento de la curva de demanda de un domicilio de clase media-baja. [41]

Esta vivienda tiene un consumo promedio mensual de 145,33kWh, lo que representa un costo aproximado de 20 USD.

Tabla 6. Promedio de energía consumida en 6 meses. [41]

Mes	Consumo (kWh)
1	186
2	134
3	140
4	136
5	144
6	132
Promedio	145,33

4.4 Análisis de energía en el μ SFV

Luego de la instalación del μ SFV y al haber finalizado con el registro de los datos con las variables de interés de estudio como son la potencia y energía, al final del mes de estudio



los resultados de energía consumida por el domicilio y la energía generada por los paneles se indica en la tabla 7.

Tabla 7. Cuadro resumen de energía generada y consumida en el mes de estudio. [41]

Día	Energía Generada Paneles (kWh)	Energía Consumida Domicilio (kWh)
1	1,01	10,85
2	0,93	11,45
3	0,51	13,11
4	0,79	11,98
5	1,02	13,45
6	0,53	14,14
7	0,45	14,68
8	1,77	10,95
9	1,78	8,25
10	1,78	8,95
11	0,95	8,57
12	0,89	8,11
13	1,21	8,58
14	1,15	8,23
15	0,98	8,32
16	0,86	8,79
17	1,77	8,38
18	0,78	8,83
19	1,55	8,96
20	0,93	16,3
21	1,72	15,5
22	2,4	12,7
23	1,44	8,77
24	1,62	14,21
25	2,25	11,64
26	1,86	13,49
27	1,67	14,78
28	1,28	13,45
29	1,22	11,95
30	1,48	14,82
31	1,91	12,55
Total	40,52	354,82

El domicilio al final del mes presentó un consumo total de 354,82 kWh y la energía acumulada generada por el μ SFV fue de 40,52 kWh lo que representa el 11,42% del consumo total del domicilio. En las figuras presentadas en este trabajo se observa que la generación solar fotovoltaica no supera los 520W debido al potencial máximo que se obtiene del recurso natural del sol y además, depende del mes de estudio ya que en el año la radiación solar varía según las estaciones que se tienen en el país. Al final del mes, el sistema μ SFV generó 40,52 kWh con lo que se obtiene un promedio de 2,59 HSP para el mes de estudio.

El domicilio donde se instaló los paneles solares se encuentra a 2,7 km de la estación meteorológica de la Universidad de Cuenca, donde existe un historial de radiación solar del sector en los últimos años, es por esto que para una proyección anual de generación de energía de los paneles solares se utilizó el valor de 3,9 HSP según [47]. Considerando el sistema fotovoltaico con una eficiencia del 90% y con el valor de 3,9 HSP, se podría estimar una generación mensual en promedio de 57,91 kWh/mes. Considerando los 57,91 kWh/mes de generación con el μ SFV, el consumo de energía de la red eléctrica con el aporte del μ SFV alcanzaría los 296,90 kWh, de manera que el circuito bajo estudio presentó un consumo de 354,82 kWh en el mes analizado. Es importante destacar que el excedente de energía que se inyecta al sistema eléctrico nacional durante el periodo de análisis alcanzó los 1,09 kWh, lo que representa apenas el 2,698% de la energía generada por el μ SFV.

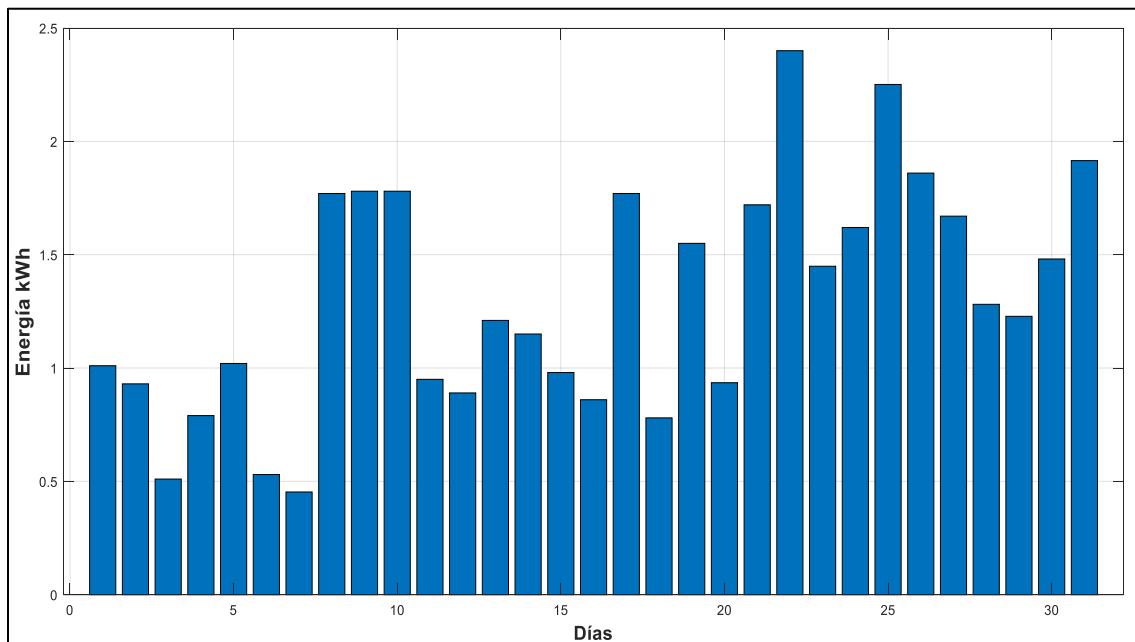


FIGURA 29. Energía diaria generada en un mes de estudio. [41]



4.5 Análisis Económico

En esta sección se presenta un análisis económico para determinar si la instalación del μ SFV bajo la regulación del ARCONEL 003/18 representa un atractivo económico para el usuario final. A continuación, se indica alguno de los conceptos que nos serán útiles para explicar el análisis económico del μ SFV.

Payback o Plazo de Recuperación

El Payback es un método estático que sirve para la evaluación de inversiones, el cual indica el periodo de tiempo (años), que requiere un proyecto para recuperar la inversión de capital inicial.

Para determinar el payback cuando los flujos de caja son iguales año a año se utiliza la siguiente formula:

$$\text{Payback} = \frac{I_0}{F} \quad (\text{Ecuación 10. Payback})$$

En la cual; I_0 es la inversión inicial y F es el flujo de caja.

El payback presenta algunos inconvenientes como es el caso que no toma en cuenta si existe un beneficio o pérdida que se pueda presentar después del periodo de recuperación. Otro inconveniente que presenta el payback es que no tiene en cuenta la inflación que se presenta a lo largo de los años.

VAN

Valor actual neto, es considerado como indicador financiero y utilizado para determinar la rentabilidad de un proyecto evaluando los flujos de fondos que se han realizado, es decir ingresos y egresos.

$$VAN = -\text{Inversión inicial} + BNA$$

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_c}{(1+i)^n} \quad (\text{Ecuación 11. VAN})$$

El BNA considerado como el beneficio neto actualizado que se actualiza mediante la tasa de rendimiento, en la cual i es la tasa de descuento considerada para el proyecto y F_c es el flujo de caja correspondiente al año n .

Si el VAN es menor que cero, el proyecto no es rentable es decir que significa que no se satisface la tasa de rendimiento o rentabilidad mínima que se espera obtener.

Si el VAN es mayor o igual que cero, el proyecto es rentable considerando que se ha generado una ganancia o se ha cumplido con la tasa de rendimiento respectivamente.



TIR

Tasa interna de retorno, es una tasa de descuento de manera que el VAN sea igual a cero, mide la rentabilidad promedio en un periodo en el cual se genera el dinero que permanece invertido en el proyecto a lo largo de la vida útil del mismo, a mayor TIR mayor posibilidad que el proyecto sea rentable.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_c}{(1+i)^t} \quad (\text{Ecuación 12. TIR})$$

Para realizar un análisis de la rentabilidad del sistema se detalla los precios de los equipos del μ SFV, en la tabla 8 se indica el costo aproximado del μ SFV que se instaló en el domicilio en estudio.

Tabla 8. Análisis económico del estudio e instalación del μ SFV [41]

Materiales						
CANTIDAD	MATERIAL	MARCA	MODELO	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL	PRECIO TOTAL CON IVA (12%)
2	Panel fotovoltaico 275W	Jinko Solar	JKM275PP-60 260-270	\$163,10	326,2	365,34
1	Microinversor	KAIDENG	WVC600	\$183,90	183,9	205,97
1	Medidor Bidireccional	-	-	\$85,96	\$85,96	97,69
1	Gastos Varios	-	-	\$50	\$50	56,00
Total						725
Instalación y Montaje						
1	Mano de obra	-	-	\$275	\$275	275
Total						275
Gastos Totales						1000

En términos económicos, para determinar el costo por el ahorro del consumo de energía eléctrica de la vivienda se utilizó los valores calculados según el pliego tarifario emitido por el ARCONEL, en el servicio público de energía eléctrica se considera que existen dos tipos de tarifas, que generalmente depende de las características del consumidor que pueden ser residencial o general, además, de las características del nivel de tensión con el que se entrega y podría ser en bajo, medio y alto voltaje. En nuestro caso de estudio se considera que es a nivel residencial debido a que la energía eléctrica es destinada de manera exclusiva para uso doméstico en comparación con la categoría general que corresponde al servicio público de energía eléctrica para usuarios que utilizan dicha energía para actividades diferentes al uso doméstico, como es el comercio, industria entre otros.



Para consumidores de la categoría residencial deben pagar:

- a) Independientemente del consumo un cargo por comercialización en USD/consumidor-mes.
- b) Dependiendo del consumo de energía un cargo incremental por energía en USD/kWh

En el Ecuador, como política nacional, los sectores estratégicos están administrados por el Estado, siendo uno de éstos el sector energético. Los precios de la energía eléctrica están regulados y estos valores pueden contener un importante subsidio por parte del Estado, estratificado en función de la demanda. La tarifa residencial se aplica a todos los consumidores sujetos a esta categoría, independientemente de la carga conectada, teniendo un costo estratificado según la tabla 9 y es regido por políticas nacionales de acuerdo a [48]. Mientras que el costo de comercialización presenta un cargo fijo de 1,414 USD/Consumidor. El Estado Ecuatoriano otorgó un subsidio a los usuarios residenciales del país ubicados en términos de consumo energético en los quintiles 1 y 2, que actualmente representen un consumo mensual de hasta los 110 kWh-mes, este subsidio denominado “Subsidio de la Tarifa de la Dignidad” contempla una exoneración de 0,04USD/kWh y 0,07USD/consumidor [49].

Tabla 9. Pliego tarifario, S. residencial aplicados por la empresa de distribución en la zona de estudio [48].

Rango de Consumo (kWh)	USD/kWh	Rango de Consumo (kWh)	USD/kWh
1-50	0,091	351-500	0,105
51-100	0,093	501-700	0,1285
101-150	0,095	701-1000	0,1450
151-200	0,097	1001-1500	0,1709
201-250	0,099	1501-2500	0,2752
251-300	0,101	2501-3500	0,4360
301-350	0,103	Superior	0,6812

Dentro de las políticas de precios, el sector residencial no contempla el costo de la demanda horaria, no siendo así en el resto de los consumos en general, con lo que la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 tampoco discrimina la demanda horaria en su aplicación.

Al finalizar el mes de estudio se determinó que el domicilio consumió 354 kWh, y los paneles generaron 40,5 kWh. Con estos datos y los valores del pliego tarifario de la tabla 9 se determina el ahorro que se generó con el μ SFV instalado, se indica en la tabla 10.



Tabla 10. Ahorro mensual del usuario con el μ SFV según el pliego tarifario. [41]

Rango de Consumo (kWh)	USD/kWh	Ahorro de la Vivienda (kWh)	Total Ahorro (USD)
351-500	0,105	3,824	0,402
301-350	0,103	36,676	3,777
Total			4,179

Se determinó que, al final del mes analizado se ahorró \$4,179 USD.

Para una proyección anual se tomó el valor de generación del μ SFV de 57,915 kWh/mes determinado anteriormente. Y para el promedio de consumo mensual que tiene la vivienda donde se instaló el μ SFV, se utilizó los valores de consumo de los últimos 6 meses como se indica en la tabla 11.

Tabla 11. Promedio de consumo del domicilio en estudio [41]

Mes	Consumo (kWh/mes)
1	394
2	359
3	468
4	479
5	321
6	398
Promedio	403,17

Entonces para determinar el ahorro proyectado mensualmente con el μ SFV instalado se utilizó los valores de 57,915 kWh/mes de generación proyectada de los paneles solares y de consumo promedio de la vivienda de 403,17 kWh/mes, y utilizando los valores del pliego tarifario de la tabla 9 se detalla el ahorro mensual en la tabla 12.

Tabla 12. Ahorro mensual del usuario de clase media-alta con una proyección de generación del μ SFV con 3.9HSP [41]

Rango de Consumo (kWh)	USD/kWh	Ahorro de la Vivienda (kWh)	Total Ahorro (USD)
351-500	0,105	52,17	5,477
301-350	0,103	5,745	0,591
Total			6,068



Si consideramos el consumo de la vivienda de clase media baja que se indicó anteriormente, en la cual la vivienda tiene un consumo promedio de 145 kWh/mes y para efectos de comparación asumimos que se instaló el μ SFV en este domicilio con una generación proyectada de 57,915 kWh/mes. Al final del mes esta vivienda con un μ SFV tendría un consumo de 87,08 kWh/mes. Y según el pliego tarifario de la tabla 9 el ahorro que se podría generar en esta vivienda se indica en la tabla 13.

Tabla 13. Ahorro mensual del usuario de clase media-baja con una proyección de generación del μ SFV con 3.9HSP. [41]

Rango de Consumo (kWh)	USD/kWh	Ahorro de la Vivienda (kWh)	Total Ahorro (USD)
101-150	0,095	44	4,18
51-100	0,093	12,915	1,20
Total			5,38

El ahorro que se generaría mensualmente sería de 5,38 USD lo que al año representaría un ahorro aproximado de 64,56 USD, esto para una vivienda de clase media baja.

Por otro lado, mensualmente la vivienda de clase media-alta con el μ SFV instalado se ahorra aproximadamente 6,06 USD. Con una proyección anual el μ SFV instalado podría estar ahorrando un total de 72,81 USD. En relación a la inversión realizada, el μ SFV instalado presenta un costo aproximado de 1000,00 USD, lo que representa 1,81 USD/Wp. Proyectando estos valores en el tiempo sin tasa de interés, el plazo de recuperación o payback sería:

$$Payback = \frac{1000}{72,816}$$

$$Payback = 13,733 \text{ años}$$

En caso de un aumento del costo de la energía a un promedio de 0,15 USD/kWh, el sistema podría amortizarse en un periodo cercano a los 9,6 años. Este escenario podría darse ya sea por una reforma al actual esquema tarifario (incremento de tarifas) o por un incentivo adicional al autogenerador fotovoltaico consistente en un pago extra (“premium”) por sobre el costo del kWh convencional.

Para la determinación del valor actual neto se utilizará el valor de $i=6\%$, este valor se tomó de trabajos similares [50], si el valor del VAN es positivo el proyecto será realizado, pero si es valor es negativo el proyecto es inviable. Con los valores de la inversión total,



del flujo de caja anual y la tasa de descuento a un periodo de 20 años que es el plazo que nos da la regulación para este tipo de instalaciones se determinó:

$$VAN = -1000 + \sum_{t=1}^{20} \frac{72,816}{(1 + 0,06)^t}$$

$$VAN = -164,81$$

Este resultado nos indica que la instalación del μ SFV para autoconsumo es inviable, con esa tasa interna de retorno. Para que el proyecto sea viable se determina la tasa interna de retorno del proyecto así:

$$TIR = -1000 + \sum_{t=1}^{20} \frac{72,816}{(1 + 0,06)^t} = 0$$

$$TIR = 0.0388$$

Para que el proyecto sea rentable la tasa interna debería ser 3,88% que es inferior a los 6% que se indicó anteriormente lo que hace que el proyecto sea inviable a esa tasa de interés.

Análisis de sensibilidad

Para determinar la rentabilidad del proyecto también se realizó una comparación de las ganancias que se obtiene al depositar la inversión inicial a plazo fijo en diferentes instituciones financieras con diferentes tasas de interés de la ciudad de Cuenca.

Tabla 14. Tasa de interés a plazo fijo en diferentes instituciones financieras en la Ciudad de Cuenca [41]

Empresa Bancaria	Inversión (USD)	Taza Interés a plazo fijo (%)	Periodo (años)	Interés Generado (USD)
PRODUBANCO	1000	5,6	1	56,16
Banco del Pacífico	1000	4,76	1	46,55
Banco Pichincha	1000	3,25	1	32,95
Cooperativa JEP	1000	8,5	1	85,11
Banco Internacional	1000	4,1	1	41,65

Como se indica en la tabla 14, las diferentes instituciones bancarias ofrecen diferentes tasas de interés anual a los depósitos a plazo fijo. Se observa que la ganancia con los



diferentes intereses de las instituciones financieras (a excepción de la Cooperativa JEP) a fin de año son inferiores a los 72,816 USD que se tiene de ganancia por ahorro de consumo con la instalación del μ SFV. En términos económicos la instalación del μ SFV genera una mayor ganancia al año en comparación con la ganancia por interés, si la inversión es depositada en una institución financiera con una tasa inferior al 7,2% anual.

1

A pesar de esta ventaja, como se indicó anteriormente el tiempo para recuperar la inversión inicial es demasiado alto, lo que le convierte en poco atractivo económicamente a la inversión para la instalación del μ SFV.

1



5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

1. A nivel de la región latinoamericana, varios países han implementado normativas para el incentivo de instalación de microsistemas solares fotovoltaicos para autoconsumo en domicilio, con la finalidad de promover las fuentes de energías renovables no convencionales y reducir la emisión de gases de efecto invernadero producto del uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad.
2. Ecuador cuenta con una radiación solar promedio de 4,574 kWh /m²/día, por lo que se considera que tiene un gran potencial para la generación de electricidad a partir de sol, pero no explota este recurso por la alta dependencia que tiene de la hidroelectricidad. Esto se debe principalmente a la diferencia de costos de generación, ya que el costo de generación eléctrica por hidroelectricidad es del orden de 6 a 7 cUSD/kWh; mientras que la generación eléctrica por sistemas solares tiene valores del orden de 40 cUSD/kWh.
3. La vivienda analizada donde se instaló el μ SFV, presenta un consumo promedio mensual de 403,17 kWh, y el sistema fotovoltaico de 550Wp permite una generación de 57,91 kWh lo que representa el 14,36% del consumo total de la vivienda en estudio. También se determinó que se inyectó a la red 1,093 kWh/mes, lo que representa apenas el 2,698% de lo generado por el sistema solar. Esta energía se inyectó a la red en el momento donde la energía generada por los paneles solares era mayor al consumo de la vivienda.
4. La Regulación ARCONEL 003/18, vigente desde finales del año 2018 se presenta como una alternativa para incentivar la instalación de microsistemas solares en los domicilios para autoconsumo. A pesar de lo innovador de la propuesta, ésta presenta varios inconvenientes, entre ellos lo largo de los trámites para obtener el permiso para la instalación del μ SFV con la red. El trámite para obtener el permiso para dicha instalación, en el mejor de los casos tardaría unos 65 días. Esta sería una fuerte desmotivación para un usuario, al momento de decidir instalar su propio microsistema solar.
5. De acuerdo al análisis económico el μ SFV podría tener una rentabilidad con los precios actuales de energía eléctrica dentro de aproximadamente 14 años a partir de su instalación, y en caso que la energía eléctrica eleve su costo a 0,15 USD/kWh, el sistema pasaría a tener una rentabilidad en aproximadamente 9,5 años. En el análisis económico también se destaca que si el μ SFV se hubiera instalado en una vivienda de una familia de clase media-



baja en donde el consumo promedio es de 145 kWh/mes, el sistema sería rentable a partir de los 15,5 años desde su instalación. Esto nos indica que, según el pliego tarifario actual, la instalación del μ SFV es más rentable en las viviendas donde el consumo es mayor, pues el ahorro por la generación solar para autoconsumo es mayor.

6. En las condiciones actuales, la aplicación del Net Metering en nuestro país resultaría poco atractiva, pues para que un usuario con un μ SFV inyecte energía a la red en cantidades considerables requiere que su generación sea como mínimo igual a su consumo, lo cual efectivamente es permitido en la regulación ARCONEL. Según esto la vivienda en estudio de clase media-alta requiere de aproximadamente 14 paneles de 275 Wp para este objetivo que implica un mayor costo de inversión, aproximadamente 7.000 USD lo que implica un alto período de recuperación.
7. En países como Uruguay y Guatemala donde el precio de la energía eléctrica es de los más elevados de la región, la aplicación del Net Metering para incentivar la microgeneración solar para autoconsumo es una excelente alternativa, pues el dinero invertido en el μ SFV se recupera en aproximadamente 7 años que es la mitad del tiempo estimado en nuestro caso de estudio.
8. Hasta donde conocen los autores de este trabajo, en la ciudad de Cuenca, desde la emisión de la regulación ARCONEL 003/18 a finales del 2018 hasta septiembre de 2019, no existe ninguna instalación que se haya acogido a esta regulación, ni solicitudes para la instalación de micro generadores conectados a la red. Entre las principales causas estarían: el poco conocimiento de la población, el largo del trámite para solicitar la conexión de μ SFV a la red y el poco atractivo económico que representa esta instalación.
9. Debido a que en el Ecuador el costo de la energía eléctrica es bajo, por el gran aporte de las hidroeléctricas existentes y además por la existencia del subsidio eléctrico para los usuarios que tengan un bajo consumo, la aplicación del Net Metering establecida en la regulación ARCONEL 003/18, no parece ser una alternativa efectiva para impulsar la microgeneración conectada a la red. Sin otros incentivos económicos, el tiempo en el que el sistema se convierte en rentable es muy largo, lo cual puede desmotivar a los usuarios a invertir en sistemas de autogeneración.



5.2 RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar una revisión pormenorizada de la Regulación ARCONEL 003/18 pues se han encontrado algunas inconsistencias. Por ejemplo, en el capítulo uno, sección 6, se indica que el factor de planta del μ SFV no deberá ser mayor al factor de planta del diseño. Si se toma en cuenta que la radiación es variante a lo largo del año, la regulación no debería limitar el factor de planta del μ SFV al valor de diseño debido a que este cambia constantemente.
2. Asimismo en el capítulo dos, subsección 12.1 de la Regulación, se indica la contabilización, comercialización de la energía consumida y de los posibles excedentes de energía generada y entregada a la red de la empresa de distribución, en la cual su redacción crea confusiones acerca de las definiciones en cada caso, es por ello que se sugiere corregir la expresión del balance neto de energía ΔE .
3. La Regulación debería permitir que cada empresa distribuidora tenga la facultad de autorizar la instalación del μ SFV con la red, pues según la norma esta facultad lo tiene únicamente el ARCONEL, haciendo que el trámite de aprobación de la instalación de un μ SFV dure, al menos, 10 días más.
4. Se podría considerar que en la Regulación se establezca los dos métodos de incentivo el Net Metering y el Net Billing, en donde el usuario tenga la posibilidad de decidir que la energía que inyecte a la red, la utilice el mes siguiente o cobre por la energía inyectada a la red.
5. Respecto de la instalación de los micro sistemas fotovoltaicos, es necesario que ésta se haga con profesionales o técnicos capacitados. La orientación y sujeción de los paneles, el conexionado, el mantenimiento del sistema, etc. son actividades que requieren adecuada supervisión. Por ejemplo, al momento de la instalación del micro-inversor del μ SFV, se debe garantizar que exista una correcta circulación de aire sobre el equipo, para evitar que se sobrecaliente y entre en la etapa de parada térmica, que genera pérdidas de generación eléctrica y a la vez puede dañar al equipo.
6. Finalmente, el Estado ecuatoriano debe emitir más políticas que incentiven al uso de fuentes de energía renovables no convencionales, como por ejemplo la eliminación de impuestos a la importación de equipos utilizados para la



Universidad de Cuenca

autogeneración eléctrica, facilidades para adquisición de estos equipos, formación de instaladores, etc.



Bibliografía

- [1] V. d. M. y. Energías, «Situación de Energías Renovables en el Paraguay,» Asunción, 2011.
- [2] A. d. R. y. C. d. Electricidad, «Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano,» Quito, 2017.
- [3] A. Zurita, «Estado del arte y perspectivas de la tecnología CSP y de sistemas de almacenamiento en baterías,» Santiago de Chile, 2017.
- [4] H. G. Gallegos y R. Righini, «Atlas de Energía solar de la República Argentina,» Argentina, 2007.
- [5] EnergíaSolar365, «EnergíaSolar365,» 4 Enero 2011. [En línea]. Available: <https://www.energiasolar365.com/articulos/en-que-consiste-la-energia-solar-pasiva>. [Último acceso: 12 Septiembre 2019].
- [6] F. Goncalves, «Mais Engenharia,» 12 Enero 2017. [En línea]. Available: <http://maisengenharia.altoqi.com.br/eletrico/energia-solar-fotovoltaica-e-geracao-de-eletricidade/attachment/energia-solar-fotovoltaica/>. [Último acceso: 15 Septiembre 2019].
- [7] «Cepa,» 4 Febrero 2018. [En línea]. Available: <http://www.instalacionescpa.es/solar-termica-y-fotovoltaica>. [Último acceso: 16 Septiembre 2019].
- [8] G. Research, «GTM Research,» 10 Marzo 2017. [En línea]. Available: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/explaining-latin-americas-impending-solar-boom1#gs.3buszc>. [Último acceso: 02 Septiembre 2019].
- [9] E. L. XXI, «Energía limpia XXI,» 02 agosto 2019. [En línea]. Available: <https://energialimpiaparatodos.com/2019/08/02/argentina-chile-brasil-y-mexico-lideran-energia-eolica-solar-y-biomasa-4/>. [Último acceso: 02 septiembre 2019].
- [10] IRENA, «T-SOLAR,» 20 mayo 2019. [En línea]. Available: <https://www.tsolar.com/es/noticias/latinoamerica-fotovoltaica-y-renovables-4-parte.html>. [Último acceso: 25 Agosto 2019].
- [11] IRENA, «Renewable Energy Statistics 2019,» Abu Dhabi, 2019.
- [12] A. N. d. E. Elétrica, «resolução normativa N 687,» Brasília, 2015.
- [13] M. Schmela, «Global Market Outlook for Solar Power,» Unión Europea, 2019.
- [14] C. N. d. Electricidad, «Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica,» Quito, 2008.



- [15] H. Grossi, «Energías Sustentables,» 20 enero 2018. [En línea]. Available: <http://www.energiasustentables.com.ar/energia%20solar/argentina.html>. [Último acceso: 12 agosto 2019].
- [16] YUBA, «YUBA SOLAR,» 02 Febrero 2015. [En línea]. Available: <http://www.yubasolar.net/2015/02/inversores.html>. [Último acceso: 16 Septiembre 2019].
- [17] M. d. energías, «Ley 20.571,» Santiago de Chile, 2014.
- [18] L. González y P. Méndez, «Análisis de la Regulacion ARCONEL 003/18 "Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica",» Manta, 2019.
- [19] E. y. M. Ministerio de Industria, «Decreto Nro. 173/010,» Montevideo, 2017.
- [20] E. y. M. Ministerio de Industria, «Decreto 173/010 Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.,» Montevideo, 2017.
- [21] E. Bellini, «PV Magazine,» 04 Marzo 2017. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2019/01/10/la-generacion-distribuida-de-fuente-solar-alcanza-los-500-mw-en-brasil/>. [Último acceso: 15 Agosto 2019].
- [22] IRENA, «IRENA Handbook on Renewable Energy Nationally Appropriate Mitigation Actions,» Abu Dhabi, 2014.
- [23] C. G. d. I. E. U. Mexicanos, «Ley de Impuesto sobre la Renta,» Mexico, 2016.
- [24] G. d. Chile, «Ley de Generación Distribuida (Ley 20,571),» Santiago de Chile , 2017.
- [25] DESA y ONUDI, «Cambio climático, agua y energía en Bolivia,» Cochabamba, 2012.
- [26] TUNUPA, «Propuestas para una Bolivia solar,» La Paz, 2017.
- [27] C. d. I. N. Paraguaya, «Ley Nro. 3009,» Asunción, 2006.
- [28] M. d. A. y. Energía, «Decreto Nro. 39220- MINAE,» Cartago, 2015.
- [29] I. d. Energía, «Pliego Tarifario,» Cartago, 2016.
- [30] E. Bellini, «PV Magazine,» 22 Febrero 2019. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2019/02/22/entra-en-operacion-la-planta-solar-mas-grande-de-costa-rica/>. [Último acceso: 1 Septiembre 2019].
- [31] A. L. d. I. R. d. C. Rica, «Ley Nro. 7447,» San José, 1994.
- [32] IRENA, «International Renewable Energy Agency,» 3 Diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/solar>. [Último acceso: 12 Septiembre 2019].



- [33] J. M. I. C. Jhonnatha Gómez, «La energía solar fotovoltaica en Colombia: Potenciales, antecedentes y perspectivas,» Bogotá, 2017.
- [34] M. L. Juan López, «Estudio de factibilidad para acuerdos de compra de energía de proyectos solares fotovoltaicos de menos de 20 kWp en Antioquia,» Medellín, 2017.
- [35] PUCP, «PUCP,» 1 Marzo 2017. [En línea]. Available: <http://gruporural.pucp.edu.pe/nota/el-desarrollo-de-la-energia-solar-en-el-peru/>. [Último acceso: 10 Septiembre 2019].
- [36] M. d. E. y. Minas, «Energía solar en Guatemala,» Guatemala, 2018.
- [37] Osinergmin, «Osinergmin,» 20 Diciembre 2018. [En línea]. Available: <http://observatorio.osinergmin.gob.pe/tarifas-electricas-residenciales-latinoamerica>. [Último acceso: 24 Septiembre 2019].
- [38] A. N. Constituyente, «Constitucion de la República del Ecuador,» Quito, 2008.
- [39] A. Nacional, «Ley Orgánica del servicio público de energía eléctrica,» de *Proyecto de ley Orgánica del servicio público de energía eléctrica.*, Quito, 2015.
- [40] A. d. R. y. C. d. Electricidad, «Regulación Nro. ARCONEL-003/18,» Quito , 2018.
- [41] R. Janeth, F. Jonnathan y G. L. Espinoza Leonardo, «Análisis de un sistema de microgeneración solar fotovoltaico bajo el esquema de balance neto de electricidad (Net Metering): Caso Ecuador,» Cuenca, 2019.
- [42] Jinko Solar, «JKM275PP-60,» Shangai, 2015.
- [43] E. B. Arche, «Uso de microinversores en sistemas fotovoltaicos con radiación solar reflejada.,» Sevilla, 2016.
- [44] K. E. technology, «WVC600 Micro-inverter solar grid system,» DongGuan, 2014.
- [45] ESCO-TEL, «Sistemas ecológicos para generar energía eléctrica luminarias solares,» 12 Enero 2014. [En línea]. Available: http://www.esco-tel.com/interconexion_cfe.html. [Último acceso: 10 Septiembre 2019].
- [46] HIOKI, «Power meter measurement guide,» Japan, 2013.
- [47] M. Cárdenas, «Estudio técnico económico de la energía solar fotovoltaica y mini eólica a pequeña escala.,» Cuenca , 2019.
- [48] ARCONEL, «Pliego Tarifario para las empresas eléctricas de distribución codificado,» Quito, 2019.
- [49] ARCONEL, «Resolución Nro. ARCONEL-040/18,» Quito , 2018.



[50] P. León y C. Guerrero, «Estudio preliminar del potencial solar y de implementación de una central solar térmica concentrada en Ecuador.,» Cuenca, 2018.



ANEXOS

ANEXO 1

Artículo científico presentado en el Congreso Internacional CITIES

Análisis de un microsistema de generación solar fotovoltaico bajo el esquema de balance neto de electricidad (Net Metering): Caso Ecuador

Analysis of a photovoltaic solar generation microsystem under the Net Metering scheme: Ecuador Case

J. Romero¹, J. Flores¹, Luis Hernández-Callejo²[0000-0002-8822-2948], J.L. Espinoza¹[0000-0002-7450-2084] and L.G. González¹[0000-0001-9992-3494]

¹ Universidad de Cuenca, Campus Central, 010104 Cuenca, Ecuador

² Universidad de Valladolid, Campus Universitario Duques de Soria, 42004 Soria, Spain
Corresponding author: juan.espinoza@ucuenca.edu.ec

Abstract: This paper shows a case study of a photovoltaic solar generation microsystem (μ PVS) applied to a single-family house in the city of Cuenca, Ecuador under the regulation ARCONEL 003/18, which is based on the Net Metering scheme. The system has a capacity of 550Wp, and allows an estimated monthly generation of 57,91 kWh, which represents 18,1% of the consumption of electricity in the house under study. According to the economic analysis, the system could have a profitability after 11 years, time that seems high but it could be reduced by an eventual increase in the electricity price, by a fall in the cost of the solar system or by an additional incentive to the photovoltaic self-generator. The macroeconomic or environmental benefits offered by the mass installation of μ PVS are not considered in the analysis. The study highlights the benefit of applying the Regulation under study, as a policy for promoting photovoltaic solar energy, allowing the use of the national power grid an ideal storage system, without any additional cost.

Keywords: ARCONEL No. 003/18, net metering, Photovoltaic Microgeneration System, solar energy, Ecuador.

Resumen. En el presente trabajo se muestra un caso de estudio de un microsistema de generación solar fotovoltaico (μ SFV) instalado en una vivienda unifamiliar en la ciudad de Cuenca, Ecuador, en el marco de la regulación ARCONEL 003/18, misma que se basa en el esquema Net Metering. El sistema utilizado presenta una capacidad de 550Wp, y permite una generación mensual estimada de 57,91 kWh, lo que representa un 18,1% el consumo de energía eléctrica en la vivienda. De acuerdo al análisis económico el sistema podría tener una rentabilidad económica al cabo de 11 años, tiempo que pudiese parecer elevado pero que podría reducirse ante un eventual incremento del precio de la electricidad, por una reducción del costo del μ SFV o por un incentivo adicional al autogenerador



Certificado de Presentación en el Congreso Internacional CITIES



CERTIFICATE OF PRESENTATION

The *Organizing Committee* of the **II Ibero-American Congress of Smart Cities (ICSC-CITIES 2019)**, hereby

CERTIFIES that the paper:

Análisis de un microsistema de generación solar fotovoltaico bajo el esquema de balance neto de electricidad (Net Metering): Caso Ecuador

submitted by

Janeth Fernanda Romero Crespo, Jonnathan Ismael Flores Peralta, Luis Hernández Callejo, Juan Leonardo Espinoza Abad and Luis Gerardo Gonzalez Morales

has been presented by **Juan Leonardo Espinoza Abad** at the **ICSC-CITIES 2019**, which was held in Soria, Spain from Monday, 7 October 2019 to Wednesday, 9 October 2019.

Sincerely,



CIUDADES INTELIGENTES TOTALMENTE INTELIGENTES, EFICIENTES Y SOSTENIBLES

HERNANDEZ CALLEJO LUIS
DNI 16804622V

Firmado digitalmente por HERNANDEZ CALLEJO LUIS - DNI 16804622V
Número de reconocimiento: 63961045L
ci=UNIVERSIDAD DE VALLADOLID,
ou=CERTIFICADO ELECTRONICO DE EMPLEADO PUBLICO,
serialNumber=@ECCC-16804622V,
cn=HERNANDEZ CALLEJO,
givenName=LUIS, cn=HERNANDEZ CALLEJO LUIS - DNI 16804622V
Fecha: 2019.10.16 11:27:41 +02'00'

Dr. Luis Hernández Callejo
General Chair



ANEXO 2

Artículo científico presentado y aceptado en el Congreso I+D+INGENIERÍA2019 3era Edición

Estudio de implementación de un sistema de microgeneración solar fotovoltaico con fines de autoconsumo

Study of the implementation of a photovoltaic solar microgeneration system with self-consumption fines

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Resumen. En el presente trabajo se muestra un caso de estudio de un sistema de micro generación solar fotovoltaica aplicado a una vivienda unifamiliar en la ciudad de Cuenca en el marco de la regulación ARCONEL 003/18. El sistema utilizado presenta una capacidad de 550Wp, y permite una generación mensual estimada de 57.9 kW, lo que representa un 18.2% el consumo de energía eléctrica en la vivienda en estudio. De acuerdo al análisis económico el sistema podría tener una rentabilidad económica al cabo de 11 años, tiempo que pudiese ser elevado, sin embargo, en el análisis no se contempla los beneficios ambientales que permite la instalación de μ SFV. Del estudio, se destaca el beneficio que presenta el uso de la regulación bajo estudio, permitiendo el uso del sistema eléctrico como un sistema de almacenamiento ideal, sin ningún costo adicional

Palabras Clave: Regulación ARCONEL No. 003/18, Sistema de Microgeneración Fotovoltaica, energía solar fotovoltaica.

Abstract: This paper shows a case study of a photovoltaic solar micro-generation system applied to a single-family home in the city of Cuenca under the ARCONEL 003/18 regulation. The system used has a capacity of 550Wp, and allows an estimated monthly generation of 57.9 kWh, which represents 18.2% of the consumption of electricity in the house under study. According to the economic analysis the system could have an economic profitability after 11 years, time that could be high, however, the analysis does not contemplate the environmental benefits that the installation of μ SFV allows. The study highlights the benefit of the use of regulation under study, allowing the use of the electrical system as an ideal storage system



Correo de aceptación en el Congreso I+D+INGENIERÍA2019 3era Edición

IDIngenieria2019 notification for paper 43 PAPER x



IDIngenieria2019 <idingenieria2019@easychai... dom., 13 oct. 18:36 (hace 4 días)



para mí ▾

Estimados autores

Nos complace informarle que su artículo Estudio de implementación de un sistema de microgeneración solar fotovoltaico con fines de autoconsumo fue aceptado. Tenga los comentarios de los revisores para enviar la versión final, misma que deberá ser cargada en la plataforma Easychair hasta el 30 de octubre del 2019.

Siga las pautas de autor establecidas en <https://www.ucuenca.edu.ec/i-d-ingenieria2019> tanto para Artículos Científicos como para posters.

Atentamente,
Comité organizador I+D+Ingeniería

SUBMISSION: 43

TITLE: Estudio de implementación de un sistema de microgeneración solar fotovoltaico con fines de autoconsumo