

**EVALUACIÓN DEL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA
RED DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO CONFIABILIDAD**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
EVALUACIÓN DEL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA
RED DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO CONFIABILIDAD**

**AUTOR:
ROBERTO ANTONIO CONTENTO GUALLICHICO**

**TUTOR:
JORGE PAÚL MUÑOZ PILCO**

Quito, marzo 2020

Roberto Antonio Contento Guallichico

EVALUACIÓN DEL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO CONFIABILIDAD

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Roberto Antonio Contento Guallichico (Y'1991 – J'15). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Tecnológico Superior Central Técnico. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el estudio de estabilidad de voltaje en sistemas de transmisión eléctrica.
rcontento@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Jorge Paúl Muñoz Pilco (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, 2014, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico. Además, cursó estudios de posgrado como becario de Fundación Carolina en la Universidad Pública de Navarra, Pamplona – España, 2017, obteniendo el título de Máster en Energías Renovables: Generación Eléctrica. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo en la Universidad Politécnica Salesiana.
jmunoz@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS

©2020 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Jorge Paul Muñoz Pilco declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*EVALUACIÓN DEL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO CONFIABILIDAD*” realizado por Roberto Antonio Contento Guallichico, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., marzo de 2020



.....
Jorge Paúl Muñoz Pilco

C.C.: 1719006189

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Roberto Antonio Contento Guallichico, con documento de identificación N° 1721786448, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: *“EVALUACIÓN DEL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO CONFIABILIDAD”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....

Nombre: Roberto Antonio Contento Guallichico

Cédula: 1721786448

Fecha: Quito, D.M., marzo de 2020

1. ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Indicadores de Confiabilidad	5
2.1	Balance Neto	5
2.2	Sistema Fotovoltaico	6
3	Formulación del Problema	6
3.1	Función objetivo	7
3.2	Restricciones	7
3.2.1	Consumo a cubrir por usuario	7
3.2.2	Potencia máxima del sistema de autoproducción.....	7
3.2.3	Capacidad de almacenamiento	7
3.2.4	Evaluación recurso solar Irradiancia y Temperatura	7
3.3	Pseudocódigo	10
4	Análisis de resultados.....	10
5	Conclusiones	19
5.1	Trabajos futuros	20
6	Referencias	20
6.1	Matriz de Estado del Arte	24
6.2	Resumen de Indicadores	26
7	Anexos	27
7.1	Anexo 1	27
7.2	Anexo 2	28

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Red de distribución con inmersión de generación fotovoltaica con fines de autoproducción y autoconsumo	4
Figura 2: Irradiancia diaria en ubicación propuesta, mejor y peor caso	8
Figura 3: Temperatura día de mayor y de menor producción.....	8
Figura 4: Irradiancia anual en sitio de análisis.....	8
Figura 5: Picos de irradiancia diarios en periodo de análisis.....	9
Figura 6: Modelo de Simulink para obtención de voltaje y corriente de paneles fotovoltaicos.....	9
Figura 7:Autoproducción anual para cubrir la demanda de un usuario.	10
Figura 8. Excedentes anuales con cortes de energía.	11
Figura 9. Producción, demandas y excedentes diarios para un usuario.	11
Figura 10. Demanda mensual para un usuario.	11
Figura 11. Detalle de la demanda para un usuario con interrupciones.	12
Figura 12. Producción energética diaria y curva de demanda mejor caso sin cubrir demanda.	12
Figura 13. Producción energética diaria y curva de demanda mejor caso con demanda cubierta.....	12
Figura 14. Producción energética diaria y curva de demanda peor caso sin cubrir demanda.	12
Figura 15. Producción energética diaria y curva de demanda peor caso con demanda parcialmente cubierta.	13
Figura 16: Producción energética diaria y curva de demanda peor caso con interrupción sin cubrir demanda.	13
Figura 17:Producción energética diaria y curva de demanda peor caso con interrupción con demanda cubierta.....	13
Figura 18: Excedentes mensuales de producción con 50% de usuarios conectados.....	14
Figura 19: Excedentes de producción con 75% de demanda total conectada.....	14
Figura 20: Excedentes de producción con 100% de demanda total conectada.....	15
Figura 21: Análisis de excedentes con 50% de carga conectada y la inclusión de baterías	15

Figura 22: Análisis de excedentes con 75% de carga conectada y la inclusión de baterías	16
Figura 23: Análisis de excedentes con 100% de carga conectada y la inclusión de baterías	16
Figura 24: Índice SAIDI sin baterías según la cantidad de cargas conectadas	17
Figura 25: Índice SAIFI sin baterías según la cantidad de cargas conectadas.....	17
Figura 26: Mejora de SAIDI con baterías según la cantidad de cargas conectadas.....	17
Figura 27: Mejora de SAIDI con baterías según la cantidad de cargas conectadas.....	17
Figura 28: Remanentes mensuales balance neto de energía	18
Figura 29. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	26
Figura 30. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	26
Figura 31. Indicador de solución - Estado del arte	26
Figura 32: Irradiancia en el peor mes de producción energética	28
Figura 33: Irradiancia en el mejor mes de producción energética	28

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros.....	9
Tabla 2. Pseudocódigo	10
Tabla 3: Proyección de ahorro por autoconsumo por día peor y mejor caso	18
Tabla 4: Ahorros proyectados por autoconsumo anuales según la cantidad de usuarios.	18
Tabla 5: Mejora de índices de calidad por colocación de baterías.....	18
Tabla 6: Remanentes y liquidación proyectada por autogeneración y autoconsumo para demanda total	19
Tabla 7. Matriz de estado del arte	24
Tabla 8: Balance neto de energía Marzo 2018.....	27

EVALUACIÓN DEL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO CONFIABILIDAD

Resumen

Este documento presenta un análisis de una estrategia para cubrir la demanda energética de usuarios residenciales considerando sistemas de autoproducción fotovoltaica de energía eléctrica conectados a red; se utilizan datos como: el número de usuarios, demanda de energía (Subestación EEQ Tumbaco), irradiancia y temperatura de la zona (estación meteorológica Tumbaco); para ello, se propone la instalación de un sistema fotovoltaico de 1200 Wp por usuario, así como, los días que no se aprovecha el recurso simulando los sistemas en Simulink para escenarios con diferente cantidad de usuarios para establecer el impacto del autoconsumo en la red analizada.

La data utilizada y obtenida por simulación en el proceso permitió determinar indicadores de confiabilidad (SAIDI y SAIFI) que presentan mejoras con la influencia del autoconsumo en la red, así también se presenta un balance de energía (balance neto) entre lo producido por los sistemas de autoproducción y lo utilizado desde la red.

Palabras Clave: autoconsumo, demanda, confiabilidad, balance neto, sistema de almacenamiento de energía, excedentes de energía, sistemas fotovoltaicos

Abstract

This document presents an analysis of a strategy to meet the energy demand of residential users considering photovoltaic self-production system of electricity connected to the grid; these data are used such as: the numbers of users, energy demand (EEQ Tumbaco Substation), irradiance and temperature of the area (weather station Tumbaco); for this reason this installation of a 1200 Wp photovoltaic system per user is proposed as well as, the days that the resource is not used simulating the system in Simulink for scenarios with different number of users to establish the impact of self-consumption in the analyzed network.

The data used and obtained by simulation in the process allowed to determine reliability indicators (SAIDI and SAIFI) that presents improvements with the influence of self-consumption in the network, so there is also an energy balance (net balance) between what is produced by the self-production systems and what is used from the network.

Keywords: self-consumption, demand, reliability, net balance, energy storage system, surplus energy, photovoltaic systems.

1 Introducción

La problemática ambiental es uno de los principales asuntos en la actualidad, sobre los que se plantean diferentes alternativas que afectan y determinan la mayoría de las actividades humanas modernas [1]. Al menos cinco de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) planteados por las Naciones Unidas tienen que ver directamente con esto: desarrollar y construir nuevas maneras de interacción con el planeta y el entorno, que permitan al ser humano proteger y habitar de un modo más limpio nuestro mundo, al tiempo que estos objetivos deben contemplar mejores maneras de alcanzar el progreso de manera equitativa y de libre acceso [2].

El Objetivo 7 de las ODS, “Energía Asequible y No Contaminante”, está relacionado directamente con los propósitos y objetivos del presente artículo académico: el planteamiento y desarrollo de alternativas para garantizar el acceso a formas de energía limpia, segura, sostenible y moderna, que impacten y faciliten el paso a formas más amigables y organizadas de producir, consumir y mejorar el circuito energético, observando el uso de energías renovables y de manera particular la autoproducción y el autoconsumo de las mismas [3].

En el uso de energías renovables ha aumentado en Europa de manera progresiva. Esto se debe a diferentes motivos, entre los que vale anotar el incremento de normativa y legislación en torno a esta temática; el desarrollo de tecnologías de mayor efectividad y accesibilidad generalizada; la rentabilidad del autoconsumo; la reducción de costos de los sistemas fotovoltaicos; la introducción de sistemas de almacenamiento, entre otras. Cada país de la UE presenta un estado diferente de avance y con diversos retos, pero en su

conjunto es posible identificar la tendencia hacia el uso generalizado en un futuro, de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, siendo los principales países que promueven este uso: Reino Unido, Alemania, Francia, Holanda, Italia y Dinamarca, poniéndoles a estos países como un incentivo mundial de promover el autoconsumo como una mejora para el sistema, de esa manera obtener un mayor despliegue sin causar inconvenientes a los consumidores que requieren abordar una instalación de autoconsumo sujetos a un medio normalizado de acuerdo a la norma de cada país sin causar mayores problemas a los consumidores, donde también los distribuidores no se vean afectados bajo las regularizaciones legales [4].

Países Latinoamericanos como Ecuador se encuentran en una situación de menor desarrollo, en términos generales, en relación con los avances de la materia, las regulaciones legales, el acceso a las tecnologías de autoconsumo. Se ha dado a conocer que en países latinoamericanos el desarrollo de los sistemas de autoconsumo se ha ido implementando progresivamente de acuerdo a las normas y situación de cada país, obteniendo buenos resultados como la reducción de los niveles de carga de los sistemas de distribución, lo que ha permitido extender su vida útil [5]. Sin embargo, la revisión y el planteamiento de situaciones para su generalización dentro del mercado eléctrico abren nuevos espacios para la discusión académica y el desarrollo tecnológico en la actualidad.

En este contexto, este artículo se centra en el análisis de la energía fotovoltaica y su implementación en un sistema de distribución, considerando las variables entre la autoproducción y el autoconsumo, para determinar la confiabilidad de esta en una red. Se utilizará para el análisis el programa matlab, cuya versatilidad permite generar datos de forma numérica y gráfica que ayudan a observar el problema

y presentar resultados de manera clara y concreta.

El cambio de uso y generación de las energías tradicionales hacia las energías renovables es una oportunidad de mejorar las condiciones ambientales actuales y contribuir al cumplimiento del Objetivo 7 de las ODS. El “déficit de conocimiento, la falta de acceso al capital” y la falta de una normativa clara para la implementación de este cambio son los principales obstáculos que deben considerarse y en ellos radican las posibles soluciones progresivas cuyo planteamiento genera cada vez más alternativas a nivel global.

Es imperativo utilizar las energías renovables como fuentes para la generación de electricidad. Sin embargo, su implementación en la actualidad implica la transformación del sistema global energético. En un sistema de potencia, la generación se halla en los sitios donde se encuentra la fuente primaria de energía cualquiera que sea (Hidráulica, Fósil, Solar, Eólica); una nueva visión de suplir la demanda energética de los usuarios debe basarse en la autoproducción de energía eléctrica (autoconsumo), por la cual cada usuario será capaz de suplir su demanda de energía. Es necesario, por lo tanto, analizar el impacto de esta nueva modalidad dentro de la red de producción y consumo de energía.

Donde [6] la infraestructura deberá ser diseñada y con la capacidad de permitir un flujo energético bidireccional [7] con una producción controlada de manera adecuada, para la inmersión de generación fotovoltaica con fines de autoproducción y autoconsumo, los sistemas fotovoltaicos con interfaz invertida requerirán de un registro absoluto del diseño, protección, operación y control de los sistemas de comercialización [8][9]. Debido a que los niveles de implantación de los sistemas

fotovoltaicos están incrementando a una disposición vertiginosa han empezado a surgir desafíos para los sistemas de distribución por posibles variaciones en el sistema como calidad de energía, cambios de flujo de energía, variaciones de pérdidas energéticas, sobre tensiones entre otros para cada caso se ha investigado sus posibles soluciones [10][11][12].

En [11] estudios recientes han determinado soluciones técnicas para aumentar sistemas fotovoltaicos y la capacidad para la estancia a la red de distribución con fines de aplicabilidad, el autoconsumo se ha declarado como una solución práctica que puede proporcionar el productor mediante regulaciones apropiadas, lo que generara un beneficio al usuario como a la red, mejorando la continuidad y seguridad de servicio [13]. Estos sistemas se utilizarán del lado del sector residencial para consumo propio ya que se hace uso de electricidad producida por el usuario, donde cada uno tendrá la capacidad de generar su propia energía y utilizarla en horas de alta demanda aliviando a de más a la red, asimismo constara con la capacidad de almacenar esta energía para ser utilizada en días posteriores, como también obtener beneficios entregado sus excedentes a la red lo que proporcionara ahorros significativos, controlando su factura eléctrica generando remuneraciones más bajas [14][15][7], si en caso existiera un déficit este se lo extraerá de la red[16] .

Dichos sistemas colaboraran con el equilibrio de toda la red eléctrica ablandando los picos de la demanda [17][18] dando como idea que el autoconsumo da la oportunidad de disminuir gastos anuales en energía eléctrica para los usuarios [10]. En [16], los sistemas empleados para el autoconsumo aumentaran la confiabilidad en la aportación de energía al disminuir el tiempo de interrupción de los productores.

El autoconsumo de energía, mediante sistemas fotovoltaicos es probablemente uno de los temas cuya revisión y análisis en los próximos años dará mayores respuestas a las problemáticas actuales relacionadas con la generación y consumo de energía a nivel global. No obstante, la liberación del mercado eléctrico hacia esta forma particular presenta retos específicos, principalmente vinculados con las regulaciones y la forma de interacción entre los sistemas individuales y las redes de distribución [19]. Es necesario tener en consideración el balance neto entre lo que se produce y consume en relación al sistema distribución cuyos resultados en otros estudios recomiendan su utilización, para evitar el desperdicio o la sobrecarga energética que se pueden dar como consecuencia de una falta de planificación y cálculo en este balance. La complejidad de los sistemas de distribución debe guardar un equilibrio básico que asegure la

de paradigma nuevo, frente a la posibilidad de que las personas y los territorios generen sus propios medios de producción de electricidad, que da como resultado una problemática en una doble vía, desde el sistema central que hasta el momento ha sido el encargado de generar este recurso, hasta un nuevo escenario que, de momento, resulta impredecible y sumamente inestable.

El artículo planteará en la sección 1: introducción; sección 2: marco teórico, herramientas y metodología para el caso de estudio; sección 3: planteamiento del problema; sección 4: análisis de resultados; sección 5: conclusiones; sección 6: trabajos futuros; sección 7: referencias.

Una problemática adicional se da relacionada con la confiabilidad de los sistemas, la cual se tratará desde los indicadores SAIDI y SAIFI. La confiabilidad tiene que ver con la

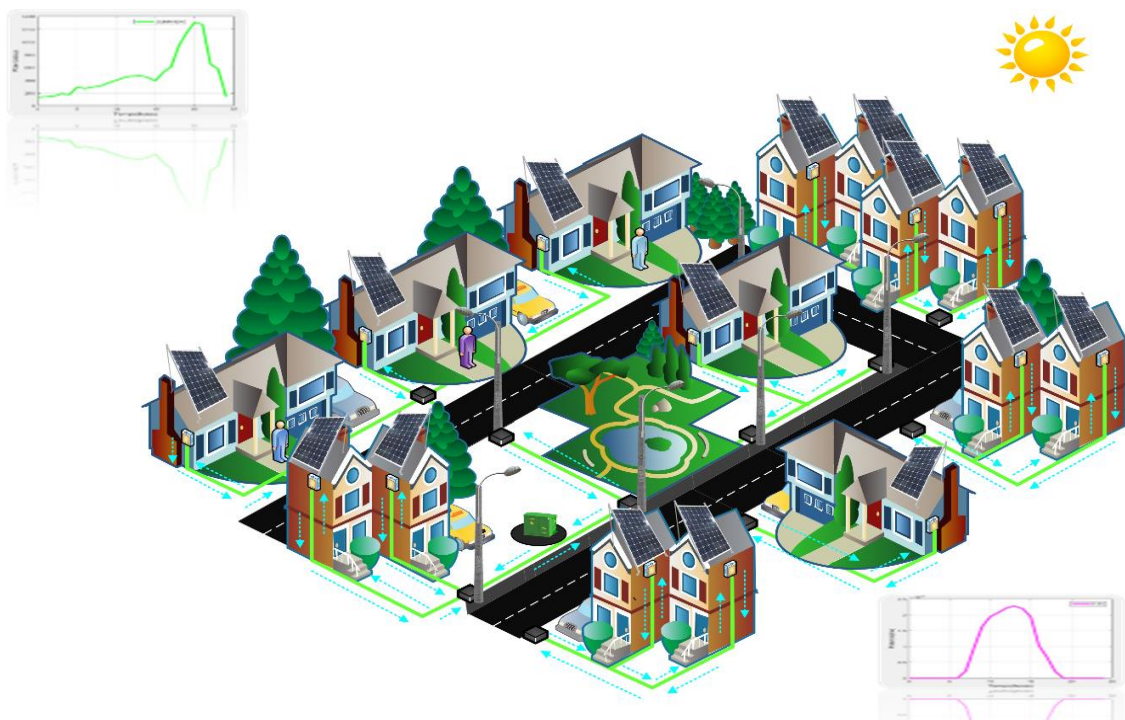


Figura 1: Red de distribución con inmersión de generación fotovoltaica con fines de autoproducción y autoconsumo

generación adecuada y su distribución ininterrumpida. Estamos ante un cambio

capacidad de abastecimiento ininterrumpido, lo que también se

relaciona con la calidad comercial y técnica del producto [20].

2 Indicadores de Confiabilidad

Los sistemas de redes eléctricas deben acatar ciertos requisitos con el propósito de abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales, a una medida deseada y con un alto grado de calidad y confiabilidad, con el fin de brindar un mejor servicio al consumidor [21]. Requisitos como la calidad de producto, en el mejoramiento del servicio eléctrico, para que el beneficiario tenga un abastecimiento de energía sin interrupciones [22], con la confiabilidad y niveles de voltaje adecuados, evitando efectos adversos como es el desgaste de los conductores (menor vida útil), mayor pérdidas de energía, deterioro de las instalaciones eléctricas por desgaste del aislamiento, fallas en el sistema de protecciones, como también afectando a los sistemas de medición y suministros de energía, los índices de confiabilidad evitando la distorsión de calidad de energía disminuyendo las interrupciones y así proveer de energía eléctrica de manera segura y confiable [23]. Para evitar las adversidades anteriormente dichas, la implementación de energías renovables y los sistemas de almacenamiento han logrado ser un backup o respaldo en momentos de cortes de energía eléctrica. Por lo general, el almacenamiento de energía fotovoltaica se consume durante las horas de la noche, pero también puede producir un excedente que alimente a la red [24]. Hay un balance neto entre lo producido y lo consumido, en relación al sistema de distribución, cuyos resultados en otros estudios recomiendan su utilización. Lo que se perseguirá es reducir los indicadores de confiabilidad con la colocación de sistemas fotovoltaicos repartidos en una red de

distribución considerando las estadísticas de las variables meteorológicas y demanda de la red.

Es fundamental mantener un nivel confortable de los servicios eléctricos, la confiabilidad en los sistemas de distribución garantiza a los usuarios un servicio de energía continuo cumpliendo con los estándares, como el factor de potencia (fp), calidad de producto, perturbaciones a niveles de voltaje, con el objetivo de reducir a lo mínimo las interrupciones de energía eléctrica. Los índices de confiabilidad determinan si la red de distribución o el sistema eléctrico al cual se aplica estos índices, es segura, con la finalidad de evitar interrupciones más frecuentes, los índices con los que se puede estimar estos resultados son: Índice de duración media de interrupción del sistema (SAIDI), y el (SAIFI). Estos se lo pueden representar de forma matemática de acuerdo a las siguientes formulas (1)(2) [25]:

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (2)$$

Donde:

r_i	Periodo de cada interrupción
N_i	Cifra de clientes sin servicio
N_T	Cifra de clientes totales

2.1 Balance Neto

El concepto de balance neto de energía, para sistemas fotovoltaicos se lo ha incluido desde la implementación de dichos sistemas [26]. El concepto de balance neto como lo define la regulación española la energía que se vierte a la red va hacer compensada con la energía que se extrae de la red, en otros términos es el descuento entre la energía consumida con la inyectada a la red [4][19], al pasar del tiempo y con la finalidad de analizar el

impacto del autoconsumo, en el cual la generación y consumo coexisten, de modo que la energía que se produce se la pueda utilizar cerca del punto donde se la genera [19], donde el consumidor mediante el balance neto puede cubrir su demanda con su generación y posponer algún exceso de producción para suplir su demanda en otro momento. Por otra parte, la red de distribución serviría como un apoyo para garantizar continuidad de energía y la misma puede ser utilizada para verter la energía excedentaria a la red considerando la bidireccionalidad de energía [27], la empresa distribuidora será la encargada de realizar el balance neto donde se tomará en cuenta la energía consumida y la energía entregada a la red, en otras palabras, es la diferencia entre la energía consumida por el usuario y la energía neta inyectada a la red del sistema, que se la expresará de la siguiente manera (3)[28]:

$$\Delta E = E_{cr} - E_{ir} \quad (3)$$

Donde:

ΔE	Balance Neto
E_{cr}	Energía consumida por la red
E_{ir}	Energía inyectada por la red

2.2 Sistema Fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos son capaces de producir electricidad a través de paneles solares que reciben la radiación, estos paneles están compuestos de diversas celdas ubicadas en paralelo y serie [29][30], lo cual hace posible esta transformación. En función no solo de la radiación sino que también de la temperatura ambiente y de las características técnicas del fabricante, se hace posible que esta [31][32] recepción de radiación en los paneles solares se pueda producir energía, esta energía se transporta a un inversor que se encarga de transformar esta energía eléctrica de

corriente continua (DC), en energía eléctrica de corriente alterna (AC) por medio de equipos que componen al inversor. Los sistemas fotovoltaicos varían de acuerdo a la normativa de cada país según sus reglamentos, donde la capacidad nominal instalada para una vivienda puede variar hasta los 100 kW como es el caso de Costa Rica, España, Ecuador [4][5][28]. Como ejemplo para el caso de estudio se ha tomado un diseño ya realizado en la plataforma de Simulink adaptándole de acuerdo a los parámetros de estudio.

3 Formulación del Problema

El constante consumo eléctrico, ha generado que en situaciones la demanda solicitada por el consumidor supere a la cantidad de energía utilizable, alcanzando picos por encima de la energía disponible. Para el presente estudio se evaluará la curva de demanda y el recurso energético fotovoltaico evaluando la autoproducción (autoconsumo) de energía eléctrica en una red de distribución, lo que permitirá identificar la conducta del consumo energético utilizando prestaciones gráficas. Por lo tanto, resulta ejecutable la utilización de este artilugio como una herramienta de modelo para interpretar un sistema de autoconsumo de energía eléctrica en donde factores tales como número de usuarios, datos meteorológicos, datos reales de una red, indicadores de confiabilidad entre otros, puedan ser acoplados de tal manera que surja una dependencia entre sí, permitiendo determinar la conducta que tendrá el sistema de autoconsumo en una red de distribución, en términos de confiabilidad y seguridad del sistema, de esta manera satisfacer las necesidades de los consumidores con total normalidad en el pasar del tiempo. La ventaja de este modelo es su versatilidad, cuando surja un cambio en sus variables, cualquier cambio

que sea, esta pueda representarse gráficamente y relacionarla con una solución preliminar, para pronosticar su abastecimiento de demanda a partir de la generación de la fotovoltaica en el intervalo de tiempo que esta se produzca y buscar soluciones posibles en función del consumo del número de usuarios, esto nos permitirá definir la estructura adecuada para cada caso de una forma unívoca y gráficamente en un simulador.

3.1 Función objetivo

En el presente documento se pretende mejorar los indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI incrementando la continuidad de servicio con sistemas de autoproducción según se describe en la ecuación (4):

$$FO: \min(SAIDI, SAIFI) \quad (4)$$

Donde:

SAIDI Índice de duración media de interrupción del sistema.

SAIFI Índice de frecuencia de interrupción media del sistema.

3.2 Restricciones

3.2.1 Consumo a cubrir por usuario

Para el caso de estudio, los datos de curva de carga fueron tomados de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), subestación Tumbaco de uno de los primarios del transformador T1, con 49944 usuarios, desde el 1 de enero con fecha de corte 31 de diciembre del año 2018. Evaluando los datos se determinó un valor promedio de consumo por usuario de 181 kWh/mes que bordea en el rango del estrato de consumo tipo C que varía entre los 151 – 250 kWh/mes/cliente, para el modelo se utiliza un consumo de energía por mes de un usuario promedio como se describe en la ecuación (5).

$$consu \leq 181 \text{ kWh/mes} \quad (5)$$

Donde:

consu Consumo usuario

3.2.2 Potencia máxima del sistema de autoproducción

La capacidad nominal instalada del sistema de autoproducción para el caso de estudio y en función del consumo de un usuario promedio del sector donde se analiza, por ser el caso residencial se ha considerado el valor de 1200 W, valor que rige dentro del rango que establece el código de la Regulación Nro. Arconel - 042/ 18, como se establece en la siguiente ecuación (6):

$$P_{SF} = \frac{\sum_{i=mes 1}^{mes 12} E_{men_i} (kWh)}{F_{pd} * 8760 (h)} (kW)$$

$$P_{SF} \leq 1200 \text{ W} \quad (6)$$

Donde:

P_{SF} Potencia sistema fotovoltaico

E_{men} Energía mensual consumidor

F_{pd} Factor de planta del diseño (0,2)

3.2.3 Capacidad de almacenamiento

La potencia de la batería para el caso de estudio, previo a cálculos desarrollados, se determinó un valor de capacidad comercial como lo especifica la siguiente ecuación (7):

$$0 \leq Cap_{batt} \leq 45 \text{ Ah} \quad (7)$$

Donde:

Cap_{batt} Capacidad de batería por usuario.

3.2.4 Evaluación recurso solar Irradiancia y Temperatura

La irradiancia es uno de los factores fundamentales que permite entender si

existe posibilidad de cubrir el autoconsumo de un usuario o de un grupo de usuarios según sea requerido, conociendo de antemano que existen horas hábiles para la generación y otras en que la potencia entregada por el arreglo de paneles solares es nula.

En la figura 2 se puede observar la irradiancia del día de mejor y peor producción del periodo de análisis. Se puede comprobar que la curva del mejor día mantiene un nivel por encima de cero mayor tiempo con un pico de más de 1000 W/m², con un promedio de 611.95 W/m². En contraste la curva que permite obtener menor generación apenas bordea los 700 W/m² y tiene niveles de irradiancia continuas lo que resulta en una evidente reducción de la potencia generada, con un promedio de irradiancia de 276.94 W/m² si se considera el mismo período de análisis que en el mejor caso.

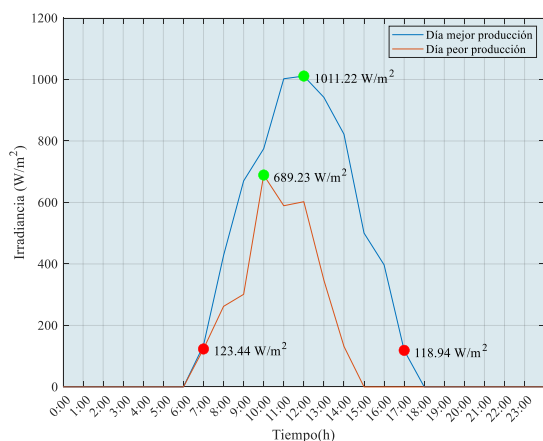


Figura 2: Irradiancia diaria en ubicación propuesta, mejor y peor caso

La otra variante que se debe ingresar como dato al modelo implementado en Simulink es el correspondiente a la temperatura ambiental, esto debido a que influencia en forma directa el rendimiento del arreglo de paneles fotovoltaicos. En la figura 3 se observa que la temperatura sufre variaciones desde aproximadamente 12 °C hasta 23 °C en función de la hora del día, se puede notar que la temperatura es

mayor en aquellos puntos donde la irradiancia también aumenta.

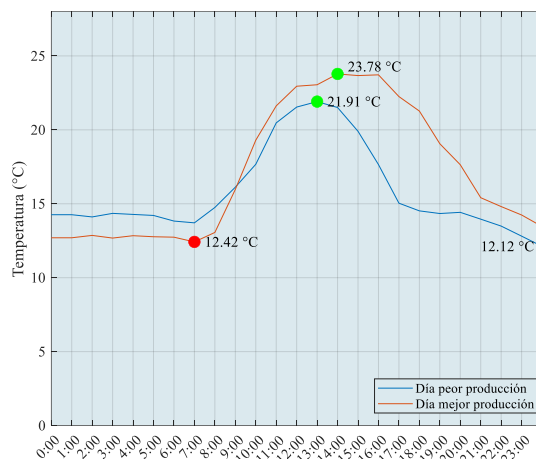


Figura 3: Temperatura día de mayor y de menor producción

Para poder observar la existencia del recurso energético en la zona donde se ubican los usuarios en análisis, la figura 4 muestra la irradiancia anual promedio, notando picos y valles en diferentes épocas del año, teniendo una forma sostenida en agosto y valores críticos al finalizar noviembre y en mayo.

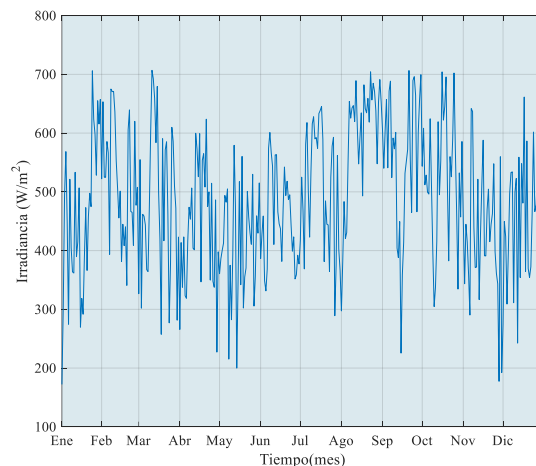


Figura 4: Irradiancia anual en sitio de análisis

La figura 5 muestra picos de irradiancias máximos diarios, observando que durante gran parte del tiempo tal pico está por encima de 1000 W/m² mientras que son pocas las ocasiones en que se

reduce de 500 la irradiancia máxima en la ubicación que se está analizando.

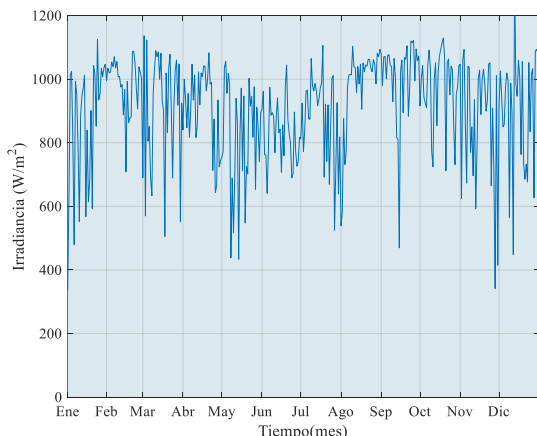


Figura 5: Picos de irradiancia diarios en periodo de análisis

Los datos de irradiancia y temperatura anuales obtenidos de bases de datos disponibles a través de la secretaría del

ambiente del municipio de Quito del sector Tumbaco, desde el 1 de enero con fecha de corte 31 de diciembre del año 2018, para todo el periodo de análisis son altamente relevantes debido a que se constituyen en los datos de entrada del modelo implementado en Simulink que puede ser observado en la figura 7. En este caso se puede notar que este modelo cuenta con los datos de entrada hacia el módulo de paneles solares, en esta figura se puede notar la carga mínima colocada para un funcionamiento correcto de la simulación del sistema, también se observa la existencia de capacitores de filtro para la obtención de señales sin variaciones súbitas, así como la configuración ejecuta para que los datos se almacenen directamente para ser empleados posteriormente.

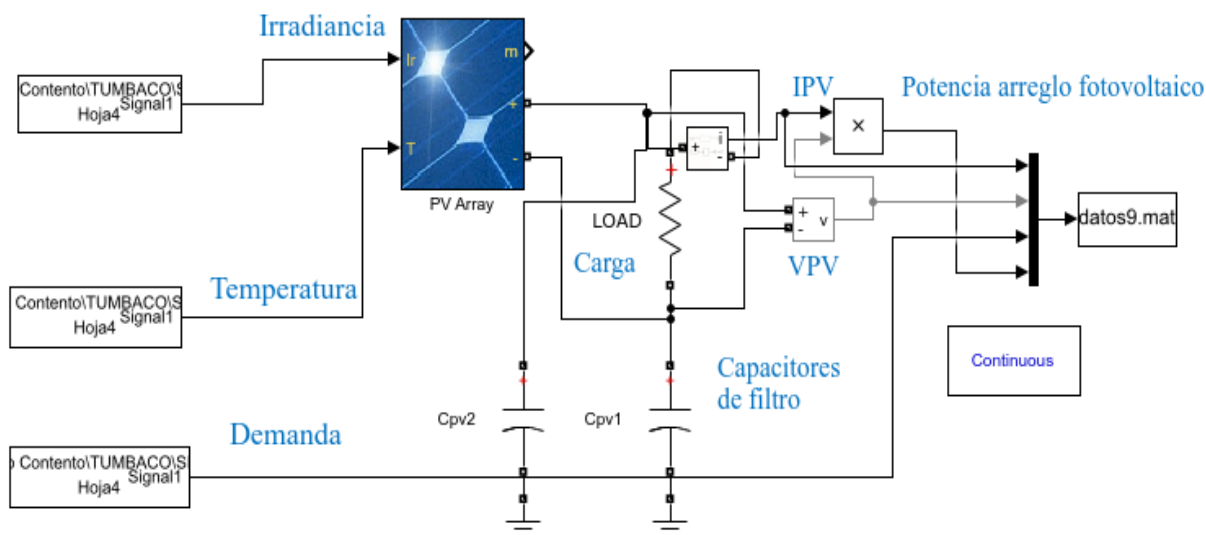


Figura 6: Modelo de Simulink para obtención de voltaje y corriente de paneles fotovoltaicos

En lo que respecta al modelamiento ejecutado, es necesario establecer una tabla de parámetros que establece todas las variables y simbología que es relevante para el cumplimiento de los objetivos del presente trabajo, en la misma se consideran todos los aspectos relativos a la mejora de la confiabilidad de la red.

Tabla 1. Parámetros

Nomenclatura	Descripción
Cap_{batt}	Capacidad de batería
SAIDI	Índice de duración media de interrupción del sistema

SAIFI	Índice de frecuencia de interrupción media del sistema
Nusu	Número de usuario
dem	Demanda de usuario
Pot _{batt}	Potencia batería
P _{SF}	Potencia sistema fotovoltaico

3.3 Pseudocódigo

El pseudocódigo para la obtención de los datos de los sistemas fotovoltaicos en este documento se presenta en la tabla 2.

Tabla 2. Pseudocódigo

Algoritmo de determinación del sistema de autoconsumo
Paso 1: Inicio
Paso 2: Extracción de datos estadísticos anuales: irradiancia, temperatura y demanda.
Paso 3: Simulación Simulink, obtención de parámetros eléctricos, P_{SF} .
Paso 4: Búsqueda exhaustiva
for Cap _{batt} = Cap _{50%} , Cap _{75%} , Cap _{100%}
for i = 1:dem
N _{usu} (CAP _{batt} ,i)=min(SAIDI,SAIFI)
end
end
Paso 5: Cálculo: Excedentes, potencia de conexión a red, balance neto de energía
Paso 6: Resultados:
Plot (Tiempo, Excedentes)
Plot (Tiempo, Demanda, Potencia)
Plot (Tiempo, Excedentes, Pot _{batt})
Plot (Tiempo, Excedentes)
Paso 7: Terminar

4 Análisis de resultados

El sistema de autogeneración en estudio se ha dimensionado para cubrir un consumo medio mensual de 181 kWh por mes, se estima una corriente media de 2.5 A, se considera una configuración del arreglo fotovoltaico de 6 paneles en serie de 230 Wp / 24 V / 8.7 A.

Se analiza la producción del sistema propuesto para diferentes épocas del año respecto a la potencia que pueden entregar los paneles fotovoltaicos considerando

condiciones de temperatura e irradiancia del sitio en estudio. Para poder cubrir la demanda, la figura 8 muestra la auto producción que se ha obtenido mediante simulación, en este caso, se puede notar a lo largo del año es posible obtener producción, sin embargo, existen meses en que se obtienen mejores niveles de generación, esto coincide con aquellos puntos en los que se obtienen los mejores niveles de irradiancia.

La figura 7 muestra los excedentes que se obtienen a partir de la autoproducción con el arreglo de paneles solares que se propone en la presente investigación para el total de usuarios que forman parte de la red. Es importante destacar que la red tiene cortes de energía que no superan las 96 horas por año ni las 8 horas por cada mes, estos cortes se pueden observar de mejor forma en la figura 11 y 12 resaltando su detalle con un recuadro y flecha.

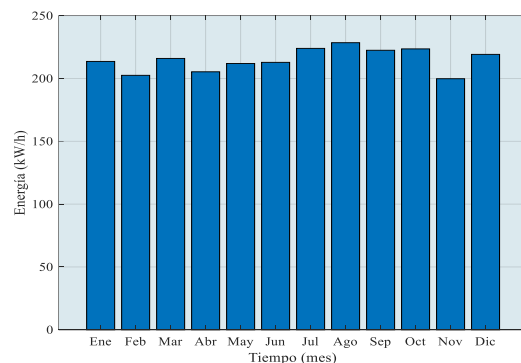
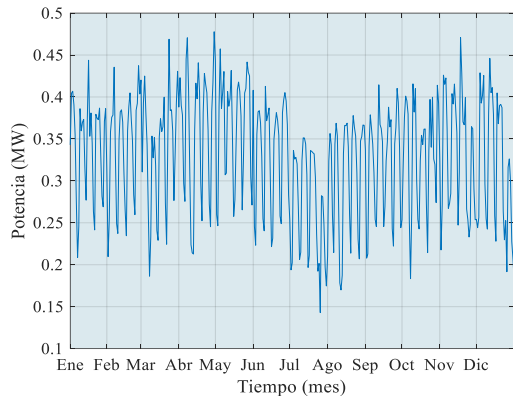


Figura 7: Autoproducción anual para cubrir la demanda de un usuario.

Se puede apreciar el detalle del excedente que se tiene a lo largo del año, es evidente que se tiene un margen de autoproducción que tiene variación a lo largo del año y que podría ser usado para el autoconsumo que tiene valores entre casi 0.15 MW y 0.47 MW, como se nota en la figura 8 teniendo mayor cantidad de excedentes cuando la demanda se reduce. Cuando se producen las interrupciones por eventos que impiden la entrega de la energía a los usuarios, el déficit es mayor,

en este caso se analiza un escenario con 49944 usuarios. Esto se puede analizar así



mismo por medio de los índices de calidad que serán analizados a profundidad en las figuras de 24 a 27.

Figura 8. Excedentes anuales con cortes de energía.

Para tener una mejor apreciación en la figura 9 se muestran en una única gráfica la demanda en color amarillo, la autoproducción y autoconsumo en color azul y los excedentes resultantes en color café de lo que ocurre en un día de funcionamiento del sistema que está en estudio.

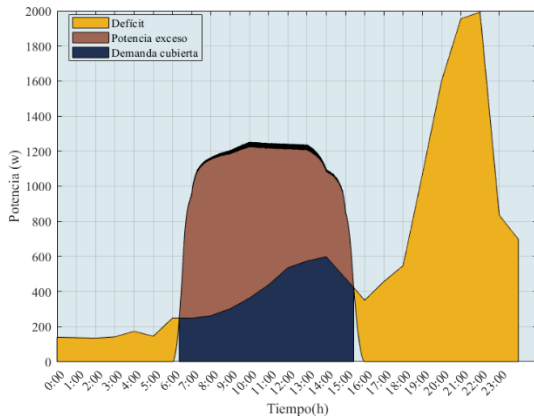


Figura 9. Producción, demandas y excedentes diarios para un usuario.

La figura 10 muestra la demanda que se produce durante un mes del periodo, existe una forma sostenida de la curva de carga, con picos en la noche, una demanda baja en las primeras horas del día y demanda media en las horas que son hábiles para la producción, se nota la variación de la

demanda especialmente en los días sábados y domingos con una tendencia a la baja de tal demanda en esos momentos. Así mismo se observan los períodos donde ocurren interrupciones del servicio en los que la demanda tiende a cero, existiendo cortes el día cuatro en horario vespertino, día 6 a la madrugada, día 18 por la mañana y el 23 por la tarde, sumando 8 horas de cortes.

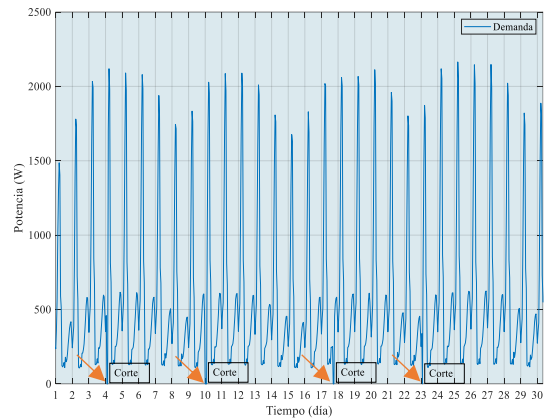


Figura 10. Demanda mensual para un usuario.

La figura 11 muestra el detalle de la demanda de aproximadamente una semana, se puede notar con claridad la existencia de interrupciones en la demanda en diversos momentos del día, así como los momentos en que la demanda alcanza su pico, en período de lunes a viernes, mientras que tiene decrecimientos en los fines de semana, se pueden observar un corte de energía el día 4 de junio desde las 17h00 hasta las 18h00.

La figura 12 presenta la potencia de generación del mejor día comparando con la curva de demanda del mismo día. Durante las primeras horas del día se obtiene déficit en color amarillo. La demanda es cubierta con facilidad en color azul, y la potencia excedente es alta y se muestra en color café. En el horario nocturno se nota que la curva de demanda presenta picos con reducción al final del día. La demanda que se cubre directamente representa el 23.37% de autoproducción

del día mientras que 76.63% se puede usar para cubrir la demanda sin necesidad de la red convencional.

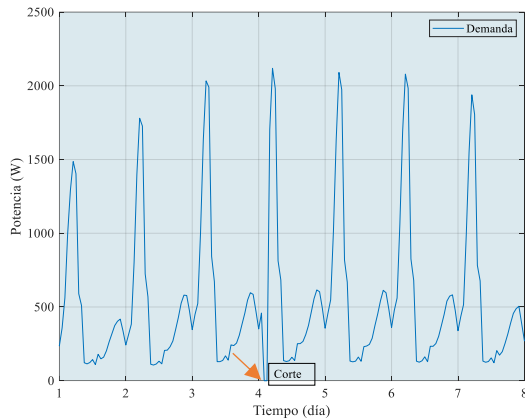


Figura 11. Detalle de la demanda para un usuario con interrupciones.

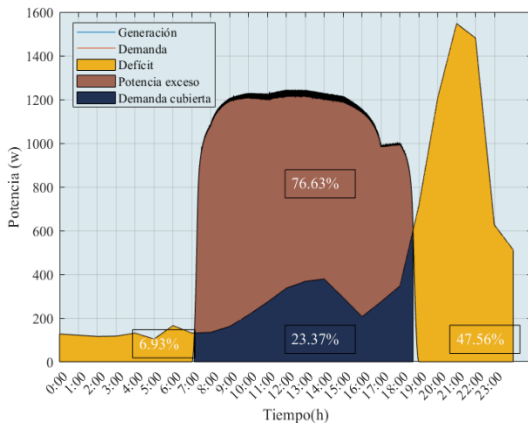


Figura 12. Producción energética diaria y curva de demanda mejor caso sin cubrir demanda.

Una vez que la demanda que se observa en color café en su totalidad es cubierta con el excedente de generación existente, aún existe un porcentual que se podría almacenar, esto se puede analizar en la figura 13, este margen es de aproximadamente el 22% de la generación del día que está en análisis y se observa en color naranja.

En la figura 14 se puede notar la producción respecto a la demanda en el día que más se requiere conectarse a la red eléctrica para satisfacer la demanda existente. La demanda satisfecha por autoconsumo que se cubre directamente está en color azul y representa el 28.55%

de la potencia generada en el día, mientras que el excedente que se denota con color café es del 71.45%; en tanto las necesidades de demanda que se puede cubrir son de 8% en la mañana y de casi 65% en horario nocturno, lo que se resalta en color amarillo.

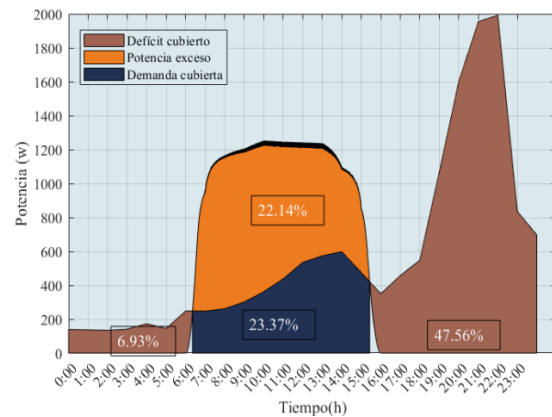


Figura 13. Producción energética diaria y curva de demanda mejor caso con demanda cubierta.

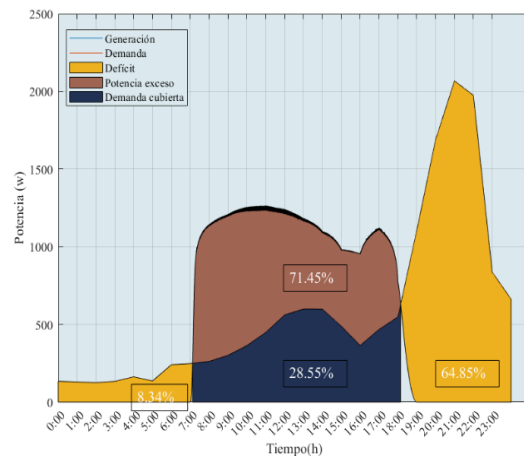


Figura 14. Producción energética diaria y curva de demanda peor caso sin cubrir demanda.

La figura 15 muestra lo que ocurre cuando la demanda es cubierta con la generación que se va produciendo a lo largo del día, de esta forma la demanda que se cubre directamente se muestra en azul y representa el 28% de la generación, la que se suministra por medio de excedentes en color café oscuro representa una sumatoria del 73% de la generación. En este peor

caso hay un margen de generación que se deberá cubrir con conexión desde la red que es de menos del 2% del total de la producción energética diaria lo que se puede observar en color naranja.

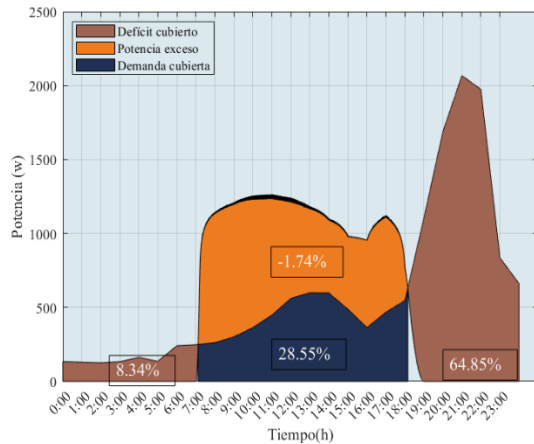


Figura 15. Producción energética diaria y curva de demanda peor caso con demanda parcialmente cubierta.

A continuación, se analiza un día en el que se presenta corte de energía en la red, esto implica que la carga nocturna sea el 32.6% de la generación del día en color amarillo, dividiéndose el resto de la demanda en un 23.92% que existe en las horas hábiles para la producción en color azul y un 8% en las primeras horas del día en color amarillo. En este caso el excedente disponible para cubrir la demanda no afectada es de 64.75% de la producción energética diaria, lo que se muestra a continuación en la figura 16.

La figura 17 propone la revisión del día donde la demanda se ve interrumpida. Se puede observar la demanda baja de la mañana, así como la de la noche en color café debido a que ya han sido cubiertas, representando el 40.63% de la generación diaria. Luego, existe un margen excedente del 24% de la generación total del día que es factible de almacenar por medio de baterías, mostrado en color naranja.

En lo sucesivo, se notará lo que ocurre cuando la carga es del 50% del total propuesto, del 75% de la totalidad de

usuarios y de la totalidad de la demanda de la población que estará conectada al sistema de generación que está en estudio.

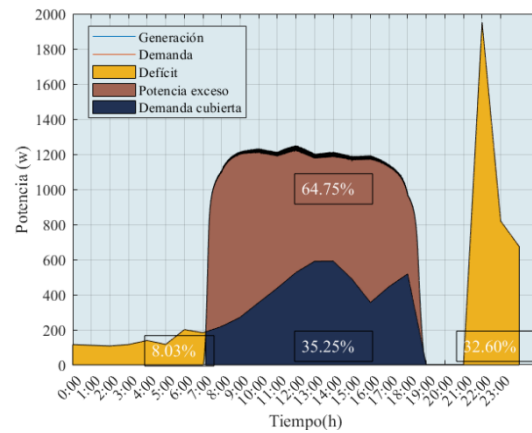


Figura 16: Producción energética diaria y curva de demanda peor caso con interrupción sin cubrir demanda.

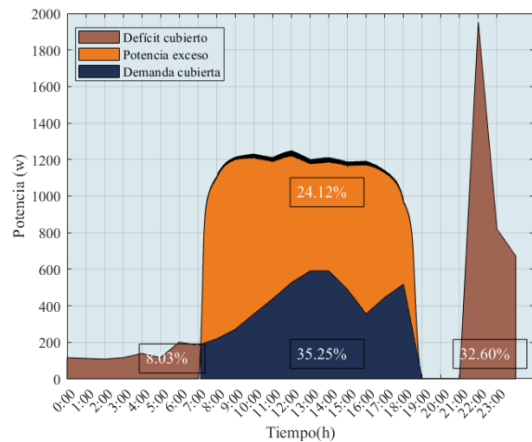


Figura 17: Producción energética diaria y curva de demanda peor caso con interrupción con demanda cubierta.

En la figura 18 existirá una revisión de los excedentes anuales para una carga de 24972 usuarios, cada usuario cuenta con generación autónoma, por lo cual los excedentes anuales alcanzan valores mensuales entre 0.4 y 0.9 GW que están conectadas al sistema de generación propuesto, y también la necesidad de conectarse a la red que alcanza los 1.77 GW/h en el año que se analiza el comportamiento de este tipo de red.

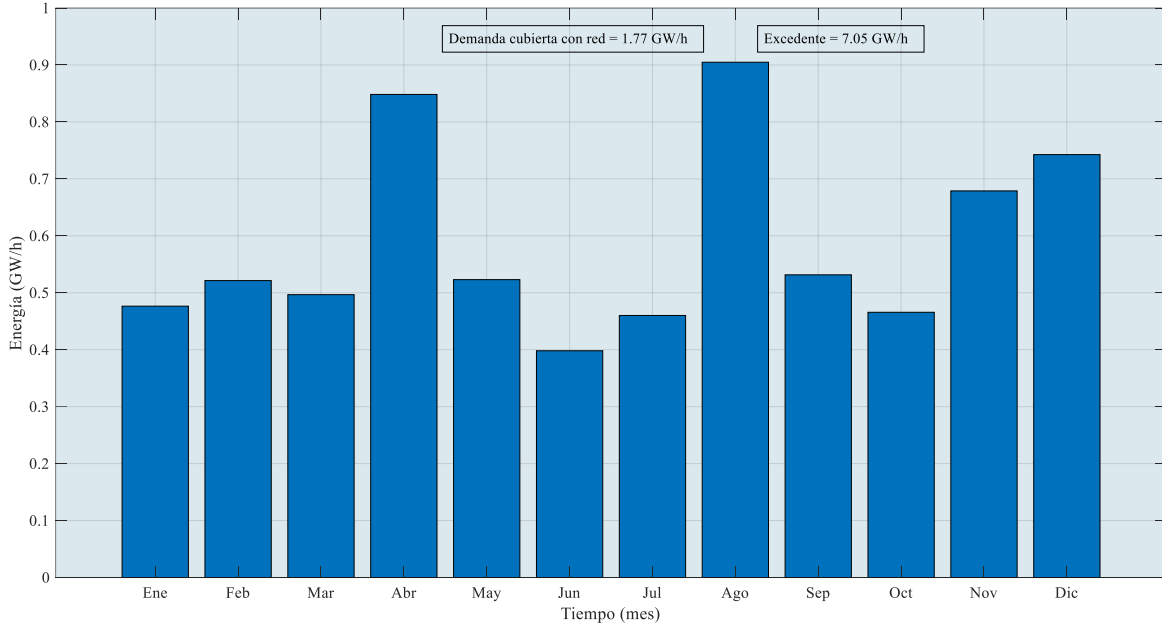


Figura 18: Excedentes mensuales de producción con 50% de usuarios conectados

La figura 19 muestra los excedentes anuales que se generan cuando hay 34758 usuarios con su respectivo sistema de generación, se puede notar que los excedentes son menores a la conexión del

50% de los usuarios, pero aún existe una buena capacidad de 5.27 GW que podría ser empleada en periodos de baja producción y excedentes elevados anuales, con 2.62 GW tomados de la red.

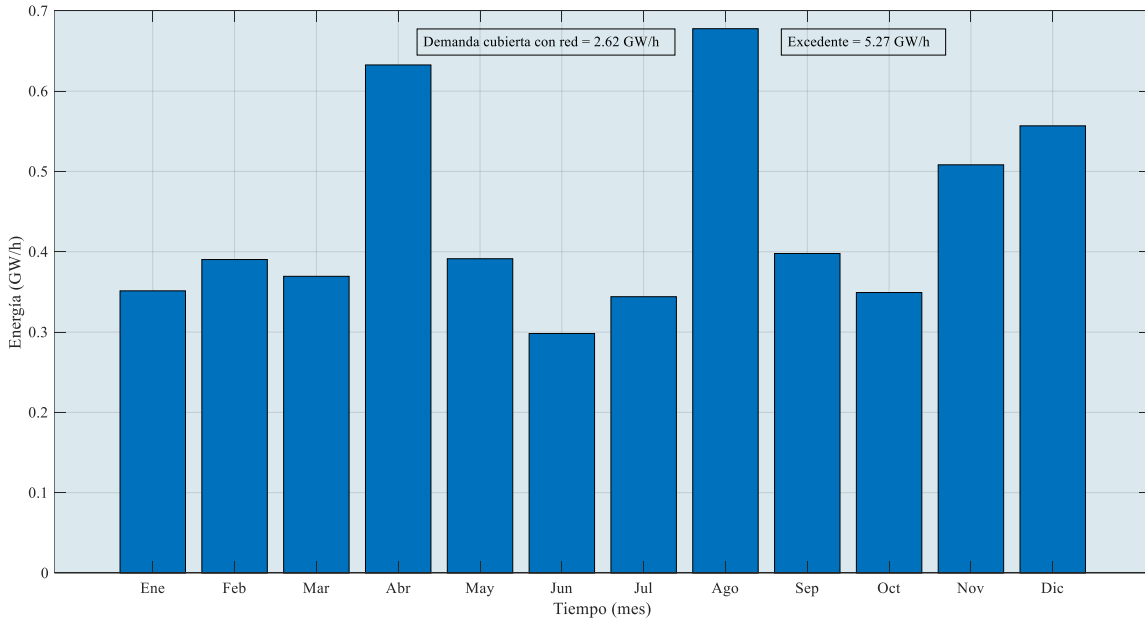


Figura 19: Excedentes de producción con 75% de demanda total conectada

La figura 20 muestra la cantidad de excedentes cuando se conectan 49944 usuarios y sus respectivos sistemas de generación. Es claro que, a pesar de la reducción de los excedentes anuales

disponibles para ser almacenados, la posibilidad de colocación de baterías para almacenar 3.5 GW considerando únicamente la energía que se está desperdiciando.

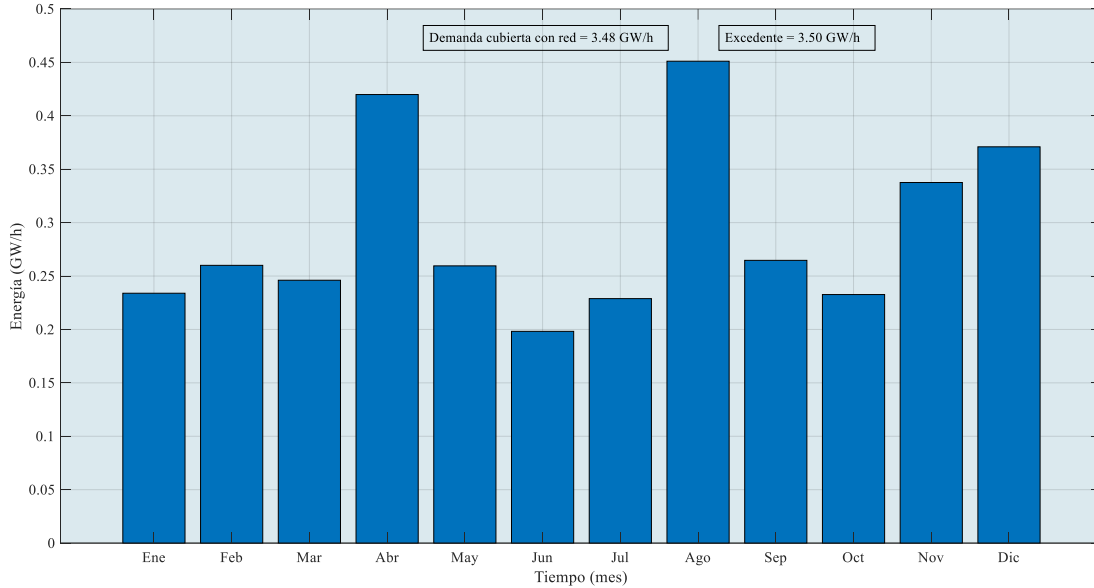


Figura 20: Excedentes de producción con 100% de demanda total conectada

En la figura 21 se realiza el análisis de excedentes en detalle del mes de junio, cuando se conecta una cantidad de cargas equivalente al 50%, se han colocado bancos de baterías que permiten el almacenamiento de la energía que queda

disponible para ser empleada cuando no es factible la generación por medio de paneles solares fotovoltaicos o la producción es insuficiente, en este caso las baterías brindarán una autonomía de 9 horas.

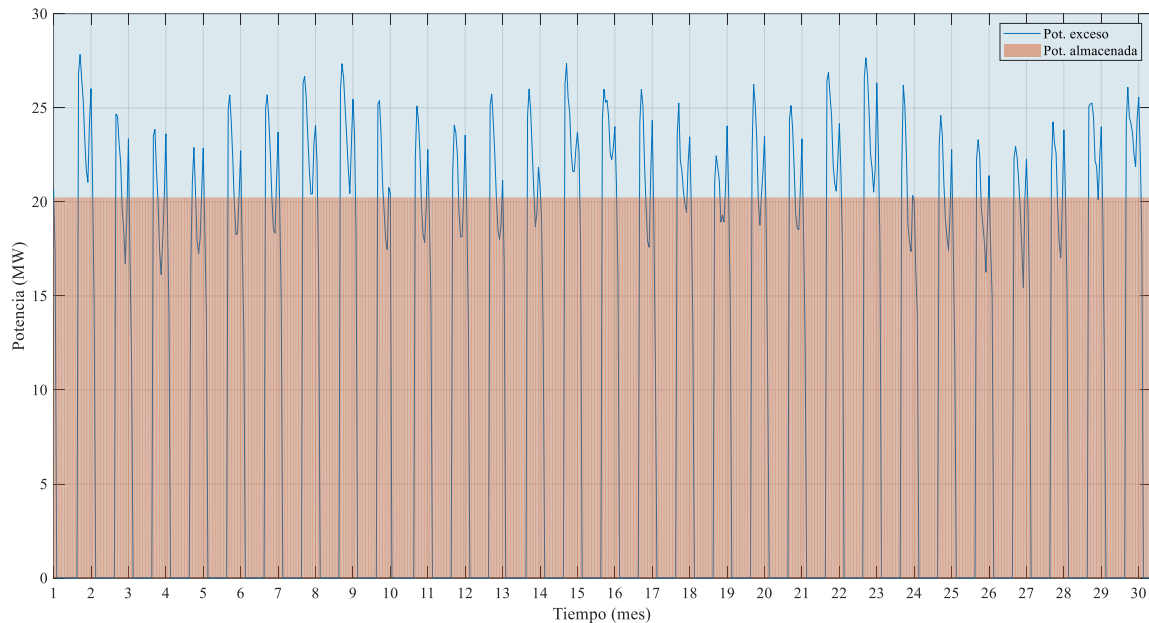


Figura 21: Análisis de excedentes con 50% de carga conectada y la inclusión de baterías

Cuando la carga es del 75% y el banco de baterías está dimensionado para una autonomía de 8 horas, es evidente que se aprovechan de mejor forma los excedentes

disponibles de generación, posibilitando cubrir los respectivos déficits, esto se observa en la figura 22.

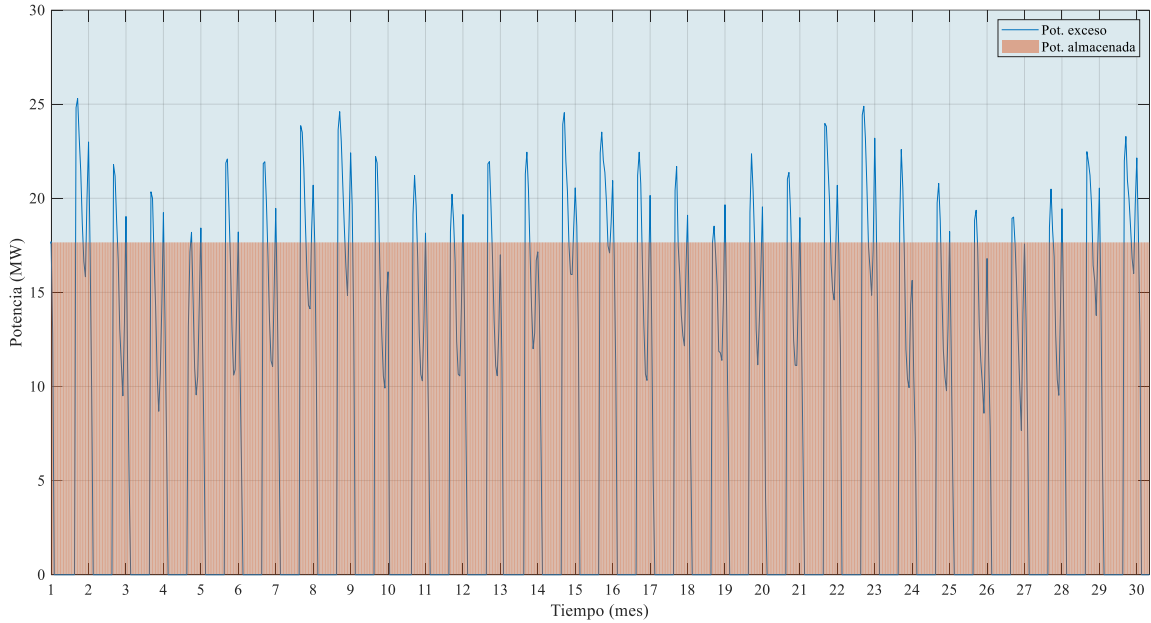


Figura 22: Análisis de excedentes con 75% de carga conectada y la inclusión de baterías

Cuando la demanda que se está cubriendo es del 100% y el banco de baterías está dimensionado para una autonomía de 7 hora y se obtienen los

resultados de la figura 23, donde apenas existen excedentes, con lo cual es posible cubrir los déficits existentes en el año que se está analizando.

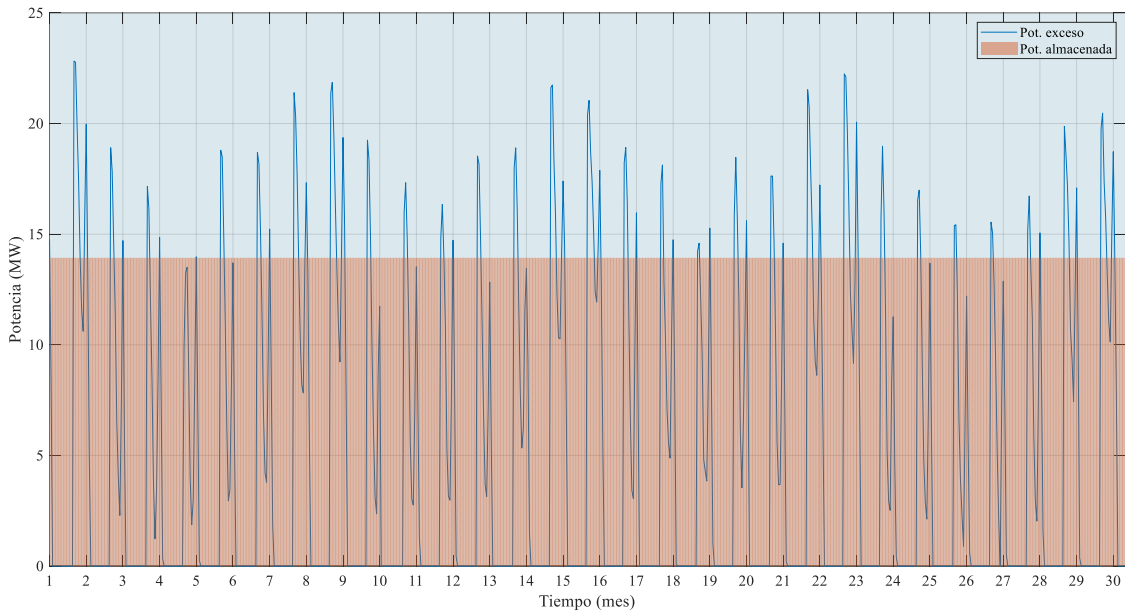


Figura 23: Análisis de excedentes con 100% de carga conectada y la inclusión de baterías

A continuación, se procede a revisar los índices de calidad típicos de una red de distribución, considerando los aspectos especiales que tiene el sistema propuesto. En la figura 24 se encuentra el índice de duración promedio de interrupción del

sistema. Es importante destacar que este es el índice que se produce cuando se conecta el 50%, 75% y 100% de las cargas existentes, este último caso es el que tiene el índice de más magnitud.

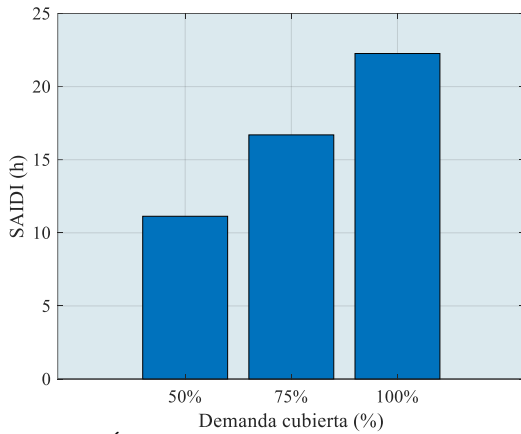


Figura 24: Índice SAIDI sin baterías según la cantidad de cargas conectadas

La figura 25, muestra el índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, el índice es mayor cuando está conectada la mayor cantidad de cargas al sistema. La cantidad de interrupciones no excede de las 10, una buena medida, aún sin estar conectados los elementos de almacenamiento de la energía y en el mejor caso que es el 50% de las cargas conectadas no excede de las 5 interrupciones por año.

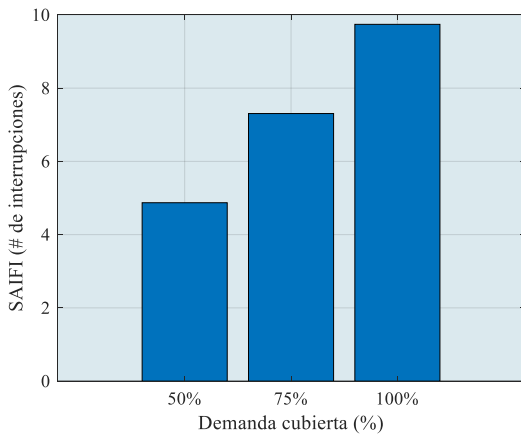


Figura 25: Índice SAIFI sin baterías según la cantidad de cargas conectadas

Los índices de calidad se analizan con baterías conectadas para almacenar los excedentes de paneles solares fotovoltaicos. En la figura 26 se puede observar la mejora del SAIDI comparado con la operación sin baterías, denotando que la mejora más significativa se produce

cuando se conecta solo el 50% de la carga nominal, donde la cantidad de horas pasa de ser más de 10 a menos de 6.

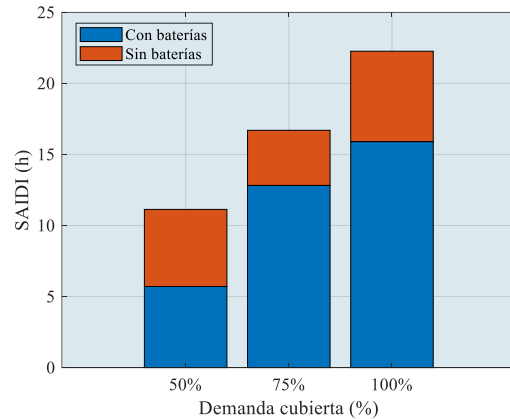


Figura 26: Mejora de SAIDI con baterías según la cantidad de cargas conectadas

En la figura 27 se observa la mejora del SAIFI comparando con el sistema que cuenta con baterías, la mejora más significativa también se produce cuando se conecta solo el 50% de la carga nominal, mientras que la mejora menos notable ocurre con la demanda del 75% pasa de ser más de 7 las interrupciones promedio a menos de 6.

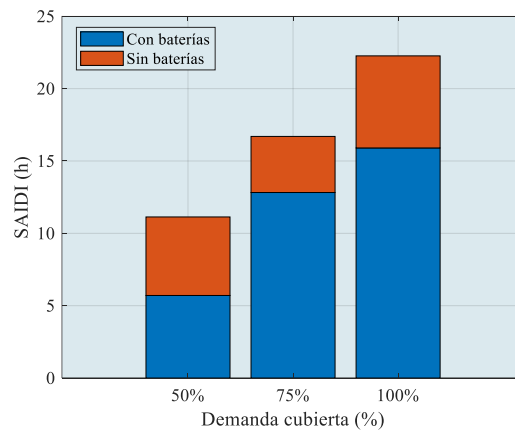


Figura 27: Mejora de SAIFI con baterías según la cantidad de cargas conectadas

En lo que respecta a las ventajas que tiene implementar el sistema de generación fotovoltaico con almacenamiento de energía para autoconsumo, es preciso el análisis sobre

el aspecto económico y los posibles ahorros que se podrían derivar de la utilización de los recursos energéticos renovables. En este sentido, considerando una tarifa de 0.103 centavos, equivalente a consumo de bajo voltaje residencial sin demanda y la carga que se presenta en el mejor y peor caso anteriormente mencionados, tomando en cuenta la porción de demanda que se puede cubrir sin necesidad de recurrir a otras fuentes los ahorros proyectados por usuario se presentan en la tabla 3.

Tabla 3: Proyección de ahorro por autoconsumo por día peor y mejor caso

Caso	Mejor	Peor
Demanda diaria (kW/h)	9.96	12.37
Costo kW/h (\$)	\$ 0.10	\$ 0.10
Costo Total	\$ 1.03	\$ 1.27
Demanda Cubierta (%)	100.00%	97.88%
Ahorro proyectado	\$ 1.03	\$ 1.25

El análisis de los ahorros que se podrían producir en función de la cantidad de usuarios si en lugar de conectarse a la red convencional en los momentos en que no hay generación, se realiza autoconsumo por medio de sistemas de almacenamiento de la energía, las cantidades se presentan por medio de la tabla 4. La mejora que se produce en los índices de calidad en análisis por la colocación de baterías se puede revisar de mejor forma a través de la tabla 5 donde se presenta una comparativa entre los indicadores de la red bajo los escenarios considerados. Para entender la importancia de un sistema de generación para autoconsumo se ha procedido a realizar el balance neto de energía para todos los meses de año que se encuentra en análisis. La figura 28 muestra los

resultados de tal balance para la totalidad de casi 50000 usuarios planteada. Es importante mencionar que en todos los meses se tiene un remanente positivo o una diferencia a favor entre la potencia entregada y la potencia recibida, siendo agosto el mes que tiene el mejor remanente positivo. En tanto marzo y junio aquellos meses cuyo remanente es minoritario, teniendo remanentes negativos potencia recibida mayor a la entregada en varios días, como se nota en la tabla 6 que resume el balance de energía.

Tabla 4: Ahorros proyectados por autoconsumo anuales según la cantidad de usuarios

Cantidad de usuarios	Consumos por conexión a red (GW/h)	Costo kW/h (\$)	Ahorro proyectado (\$)
49944	3.4828	0.10	\$ 348.280.00
37458	2.6202	0.10	\$ 262.020.00
24972	1.7752	0.10	\$ 177.520.00

Tabla 5: Mejora de índices de calidad por colocación de baterías

% USUARIOS	SIN BATERÍAS		CON BATERÍAS		MEJORA (%)
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	
100	9.742	22.264	7.148	15.901	71.42
75	7.306	16.698	5.897	12.821	76.79
50	4.871	11.132	2.707	5.705	51.25

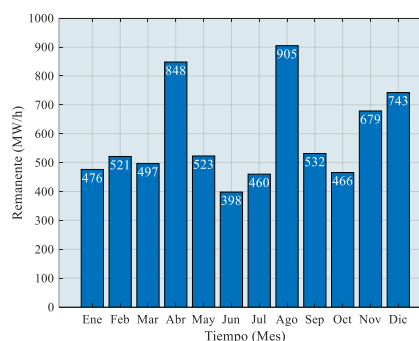


Figura 28: Remanentes mensuales balance neto de energía

Tabla 6: Remanentes y liquidación proyectada por autogeneración y autoconsumo para demanda total

Mes	Remanente positivo	Remanente negativo	Tarifa base	Saldo a favor	Saldo en contra	Total, liquidación
Enero	476.50	0	\$0.10	\$47.649.57	\$ -	\$47.649.57
Febrero	521.38	0	\$0.10	\$52.137.81	\$ -	\$52.137.81
Marzo	496.68	0	\$0.10	\$49.667.91	\$ -	\$49.667.91
Abril	848.31	0	\$0.10	\$84.831.25	\$ -	\$84.831.25
Mayo	523.10	0	\$0.10	\$52.309.91	\$ -	\$52.309.91
Junio	398.18	0	\$0.10	\$39.818.32	\$ -	\$39.818.32
Julio	460.18	0	\$0.10	\$46.018.36	\$ -	\$46.018.36
Agosto	904.82	0	\$0.10	\$90.481.91	\$ -	\$90.481.91
Septiembre	531.53	0	\$0.10	\$53.153.01	\$ -	\$53.153.01
Octubre	465.75	0	\$0.10	\$46.575.42	\$ -	\$46.575.42
Noviembre	678.90	0	\$0.10	\$67.889.59	\$ -	\$67.889.59
Diciembre	742.59	0	\$0.10	\$74.259.02	\$ -	\$74.259.02

Para tener un panorama más adecuado de cómo se realizó la liquidación de los remanentes positivos y negativos según lo que establecen las regulaciones vigentes propuestas para este tipo de generación, la tabla 7 que se encuentra en el anexo 1 muestra la forma en la que se ejecutan tales valoraciones día a día del mes de marzo del período en estudio.

5 Conclusiones

Emplear los sistemas de autogeneración por medio de paneles fotovoltaicos se muestra como una alternativa adecuada para realizar autoconsumo tanto para un solo usuario como para un grupo de usuarios, esto se puede notar en varios aspectos, incluyendo la mejora de los índices de calidad de la energía, así como el gran potencial que muestran los ahorros por conceptos económicos sustituyendo la conexión a la red convencional para abastecer la demanda existente.

Los sistemas de autogeneración por medio de arreglos de paneles solares muestran una característica típica y es el poder entregar elevados niveles de potencia durante las horas hábiles con

buenos niveles de irradiancia, luego de ello de no existir sistemas de almacenamiento será necesario conectarse a la red convencional para abastecer los picos de demanda nocturnos y los valles de las primeras horas del día, en caso de contar con los medios de almacenamiento adecuadamente dimensionados, esta necesidad es suplida por el mismo sistema propuesto.

La implementación de una red robusta para el autoconsumo de un grupo de usuarios puede mejorar la calidad del servicio, debido a que se muestra como una opción de abastecimiento de la demanda frente a la presencia de cortes y fallas en la red convencional, de esto da muestra la mejora de los índices de calidad que se han analizado en el presente trabajo, SAIFI y SAIDI.

La utilización de la metodología basada en los balances netos de energía se ha mostrado como acertada para reconocer los remanentes positivos y negativos que han ocurrido a lo largo del año en análisis, denotando que hay pocos días en que el remanente resulta negativo. Luego, la liquidación de valores que se ejecuta en conjunto con el balance neto, permite

determinar las ventajas que implica la utilización del tipo de red que se plantea en el presente proyecto.

5.1 Trabajos futuros

El presente trabajo puede ser tomado en cuenta para una revisión más profunda de los sistemas de almacenamiento de la energía eléctrica para sistemas de autoconsumo, en tal estudio se pueden abordar temáticas como los rendimientos de los equipos de inversión y los medios de almacenamiento de tal forma de poder realizar el abastecimiento de la demanda en horas en las que la generación por medio de paneles solares no es posible.

Las simulaciones y cálculos realizados también pueden ser el punto de partida para abordar temáticas relativas al análisis de las ventajas y los retos que supone la implantación de una microrred o de una red que tenga autoconsumo, estableciendo la necesidad de conexión a la red o si este tipo de red funciona mejor en forma independiente.

6 Referencias

- [1] J. Sobon, A. Roscoe, and B. Stephen, "Energy storage day-ahead scheduling to reduce grid energy export and increase self-consumption for micro-grid and small power park applications," *2017 52nd Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/UPEC.2017.8231870.
- [2] J. Fialho, P. Pinto, and A. L. Gomes, "Photovoltaic system for self-consumption - An economic viability study," *Energy Sustain. Small Dev. Econ. ES2DE 2017 - Proc.*, 2017, doi: 10.1109/ES2DE.2017.8015337.
- [3] J. A. da Costa, D. A. C. Branco, M. C. P. Filho, M. F. De Medeiros, and N. F. da Silva, "Optimal sizing of photovoltaic generation in radial distribution systems using Lagrange multipliers," *Energies*, vol. 12, no. 9, 2019, doi: 10.3390/en12091728.
- [4] C/ Pedro Heredia, Autoconsumo " Lecciones aprendidas en la implementación," *Fundación Energías Renovables*, 8.3° Dcha, 28028 Madrid - vol. 2017.
- [5] C. Carlos Echeverría Barbero, G. Monge Guevara, C. Rica, "Generacion Distribuida para Autoconsumo en Costa Rica." *Banco Interamericano de Desarrollo BID*, Creative Commons IGO 3.0, Copyright 2017.
- [6] Y. Tang, "Distribution System Modeling, Analysis and Design with High Penetration of Photovoltaic Generation," *ProQuest Diss. Theses*, no. May, p. 192, 2016.
- [7] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, and V. F. Pires, "Self-consumption and storage as a way to facilitate the integration of renewable energy in low voltage distribution networks," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 7, pp. 1741–1748, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0431.
- [8] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, and V. F. Pires, "Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal," *Sol. Energy*, vol. 150, pp. 353–362, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.04.062.
- [9] A. Rogeau, T. Barbier, R. Girard, and N. Kong, "Evolution of electrical distribution grid sizing considering self-consumption of local renewable production,"

- CIREC - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 2275–2278, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.1248.
- [10] J. Garcia-Villalobos, P. Eguia, E. Torres, and A. Etxegarai, “Impact of photovoltaic self-consumption on power losses and voltage levels of MV distribution networks,” *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260161.
- [11] A. I. Nousedilis, A. I. Chrysochos, G. K. Papagiannis, and G. C. Christoforidis, “The impact of Photovoltaic Self-Consumption Rate on voltage levels in LV distribution grids,” *2017 11th IEEE Int. Conf. Compat. Power Electron. Power Eng. CPE-POWERENG 2017*, pp. 650–655, 2017, doi: 10.1109/CPE.2017.7915249.
- [12] I. S. Bayram, “Energy storage sizing and photovoltaic self-consumption in selected households in Qatar,” *2018 8th Int. Conf. Power Energy Syst. ICPEES 2018*, pp. 229–233, 2019, doi: 10.1109/ICPEESYS.2018.8626964.
- [13] R. García-Valverde, J. A. Teruel, and J. A. Villarejo, “PV self-consumption in cities: Solarfighter experience,” *Conf. Exhib. - 2013 Int. Conf. New Concepts Smart Cities Foster. Public Priv. Alliances, SmartMILE 2013*, 2013, doi: 10.1109/SmartMILE.2013.6708216.
- [14] M. Ueshima, K. Yuasa, and T. Babasaki, “Improving energy self-consumption rate by using weather forecasts in renewable energy system for back-up power supply,” *INTELEC, Int. Telecommun. Energy Conf.*, vol. 2017-October, pp. 294–299, 2017, doi: 10.1109/INTLEC.2017.8214150.
- [15] R. Martins and P. Musilek, “Optimization of photovoltaic power self-consumption using genetic algorithm,” *2016 IEEE Congr. Evol. Comput. CEC 2016*, pp. 1249–1255, 2016, doi: 10.1109/CEC.2016.7743930.
- [16] C. Nemes, M. Adochitei, F. Munteanu, A. Ciobanu, and O. Neagu, “Self-consumption enhancement on a low-voltage grid-connected photovoltaic system,” *2018 IEEE Int. Energy Conf. ENERGYCON 2018*, no. 21, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398839.
- [17] R. Martins, P. Musilek, and H. C. Hesse, “Optimization of photovoltaic power self-consumption using linear programming,” *EEEIC 2016 - Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555581.
- [18] M. B. T. Molina and M. Prodanović, “Profitability assessment for self-sufficiency improvement in grid-connected non-residential buildings with on-site PV installations,” *4th Int. Conf. Clean Electr. Power Renew. Energy Resour. Impact, ICCEP 2013*, pp. 353–360, 2013, doi: 10.1109/ICCEP.2013.6587014.
- [19] P. Arbolea, C. Gonzalez-Moran, M. Coto, and J. García, “Self-supply and net balance: The Spanish scenario,” *Conf. Exhib. - 2013 Int. Conf. New Concepts Smart Cities Foster. Public Priv. Alliances, SmartMILE 2013*, pp. 1–6, 2013, doi: 10.1109/SmartMILE.2013.670819

- 8.
- [20] T. Adefarati and R. C. Bansal, "Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 7, pp. 873–884, 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0378.
- [21] M. M. M. Kahani, S. M. Sajjadi, and H. Tafvizi Zavareh, "A wind farm's reliability and effects of the wind farm on a distribution grid's reliability indices," *2012 2nd Iran. Conf. Smart Grids, ICSG 2012*, pp. 1–4, 2012.
- [22] P. Chandhra Sekhar, R. A. Deshpande, and V. Sankar, "Evaluation and improvement of reliability indices of electrical power distribution system," *2016 Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2016*, no. November 2001, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/NPSC.2016.7858838.
- [23] N. V. Savina, Y. V. Myasoedov, and L. A. Myasoedova, "Influence of Quality of the Electric Energy on Reliability of Electrical Supply Systems," *2018 Int. Multi-Conference Ind. Eng. Mod. Technol. FarEastCon 2018*, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/FarEastCon.2018.8602690.
- [24] J. A. Vique, X. H. Iturralde, and A. S. Mullo, "Analysis of the incidence of grounding with high resistivity against atmospheric discharges in the sub - transmission line of 69KV San Rafael - Análisis de la incidencia de las puestas a tierra con alta resistividad frente a descargas atmosféricas en la l," no. 1, pp. 5–9.
- [25] D. Committee, I. Power, and E. Society, *Distribution Reliability Indices*, vol. 2012. 2012.
- [26] A. Fentis, E. Bahatti, M. Tabaa, and M. Mestari, "Simple model for short-term photovoltaic power forecasting using statistical learning approach," *3rd Renew. Energies, Power Syst. Green Incl. Econ. REPS GIE 2018*, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/REPSGIE.2018.8488839.
- [27] P. Arboleya, A. Koirala, L. Suarez-Ramon, B. Mohamed, and C. Gonzalez-Moran, "Impact Evaluation of the New Self-Consumption Spanish Scenario on the Low Voltage Terminal Distribution Network," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 9994, no. JANUARY, pp. 1–1, 2019, doi: 10.1109/tia.2019.2913825.
- [28] R. N. Arcon, "El Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad Arconel," *Regulación Nro. Arconel - 042/ 18*, 2016.
- [29] M. H. Amrollahi, S. Mohammad, and T. Bathaee, "Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic / wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response," *Appl. Energy*, vol. 202, pp. 66–77, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.116.
- [30] M. A. Al-gunaid, M. V Shcherbakov, D. A. Skorobogatchenko, A. G. Kravets, and V. A. Kamaev, "Forecasting Energy Consumption with the Data Reliability Estimativation in the Management of Hybrid Energy System Using Fuzzy Decision Trees," *2016 7th Int. Conf. Information, Intell. Syst. Appl.*, pp. 1–8, doi: 10.1109/IISA.2016.7785413.
- [31] R. Sharma and V. Goyal, "A Hybrid Model of Solar-Wind - Biomass Power Generation System: A Review," *2015 2nd Int. Conf. Comput. Sustain. Glob. Dev.*, pp.

- 1201–1203.
- [32] Y. Sawle, S. C. Gupta, and A. K. Bohre, “Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system Loss of Power Supply Probability Loss of Load Probability,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. March 2016, pp. 2217–2235, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.033.

6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 7. Matriz de estado del arte

EVALUACIÓN DEL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO CONFIABILIDAD																						
ITEM	AÑO	DATOS	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMOS				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Sistemas de Autoconsumo	Confiabilidad del Sistema	Indicadores de Confiabilidad	Sistemas de Almacenamiento	Respuesta a la Demanda	Excedentes de Energía	Confiabilidad del sistema	Capacidad de Generación	Demanda a cubrir por usuario	Potencia máxima del sistema de autoproducción	Capacidad de almacenamiento	Método de Control Activo	Método Analítico	Algoritmo Genético	Programación Lineal	Sistemas de Autoconsumo	Escenarios de simulación	Integración de sistemas de almacenamiento	Utilización adecuada de energía producida
1	2017	Energy storage day-ahead scheduling to reduce grid energy export and increase self-consumption for micro-grid and small power park applications	0	✗	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	✗	□
2	2017	Photovoltaic system for self-consumption - An economic viability study	0	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□
3	2019	Optimal sizing of photovoltaic generation in radial distribution systems using Lagrange multipliers	0	□	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□
4	2017	Autoconsumo, Lecciones aprendidas en la Unión Europea	0	✗	□	□	✗	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
5	2017	Generación Distribuida para Autoconsumo en Costa Rica Oportunidades y Desafíos	0	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□	□
6	2016	Distribution System Modeling, Analysis and Design with High Penetration of Photovoltaic Generation	0	□	✗	□	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	□
7	2016	Self-consumption and storage as a way to facilitate the integration of renewable energy in low voltage distribution networks	9	✗	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□
8	2016	Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal	57	✗	□	□	✗	✗	✗	□	□	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	□
9	2017	Evolution of electrical distribution grid sizing considering self-consumption of local renewable production	2	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	□	✗	□
10	2017	Impact of photovoltaic self-consumption on power losses and voltage levels of MV distribution networks	0	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□

11	2017	The impact of Photovoltaic Self-Consumption Rate on voltage levels in LV distribution grids	6	✘	✘	□	✘	□	□	□	□	□	□	✘	□	□	□	✘	□	✘	□	□	□	
12	2018	Energy storage sizing and photovoltaic self-consumption in selected households in Qatar	2	✘	✘	✘	✘	□	□	✘	✘	□	□	□	□	✘	□	□	✘	□	✘	□	□	
13	2014	PV self-consumption in cities: Solarfighter experience	0	✘	□	□	□	□	✘	□	□	✘	□	□	□	✘	□	□	✘	□	□	□	□	
14	2017	Improving energy self-consumption rate by using weather forecasts in renewable energy system for back-up power supply	3	□	□	□	✘	□	□	✘	□	□	✘	□	□	□	□	✘	□	□	✘	□	□	
15	2016	Optimization of photovoltaic power self-consumption using genetic algorithm	0	✘	□	□	□	□	□	□	✘	□	□	✘	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	
16	2018	Self-consumption enhancement on a low-voltage grid-connected photovoltaic system	0	✘	✘	□	□	□	□	✘	□	✘	□	□	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	✘
17	2016	Optimization of photovoltaic power self-consumption using linear programming	11	✘	□	□	✘	□	□	□	□	✘	□	✘	□	□	□	✘	□	✘	□	□	□	
18	2013	Profitability assessment for self-sufficiency improvement in grid-connected non-residential buildings with on-site PV installations	3	✘	□	□	✘	□	✘	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	✘	□	□	
19	2013	Self-supply and net balance: The Spanish scenario	1	□	□	□	□	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	✘	□	□	□	✘
20	2016	Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review	200	□	✘	□	□	□	□	✘	✘	□	□	□	✘	□	□	□	✘	□	□	□	✘	□
21	2013	A wind farm's reliability and effects of the wind farm on a distribution grid's reliability indices	1	□	✘	✘	□	□	□	✘	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	✘	□	□	□	✘
22	2016	Evaluation and improvement of reliability indices of electrical power distribution system	4	□	✘	✘	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✘
23	2018	Influence of Quality of the Electric Energy on Reliability of Electrical Supply Systems	0	□	✘	□	□	□	□	✘	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✘
24	2017	Analysis of the incidence of grounding with high resistivity against atmospheric discharges in the sub - transmission line of 69KV San Rafael -	0	□	✘	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✘
25	2012	IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices	1021	□	✘	✘	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✘
26	2018	Simple model for short-term photovoltaic power forecasting using statistical learning approach	0	□	✘	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✘
27	2019	Impact Evaluation of the New Self-Consumption Spanish Scenario on the Low Voltage Terminal Distribution Network	1	✘	✘	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	□
28	2018	El Directorio de la Agencia de Regulacion y Control de Electricidad Arconel	0	□	✘	□	□	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✘	□
29	2017	Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic / wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response	94	□	✘	□	□	□	□	✘	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
30	2016	Forecasting Energy Consumption with the Data Reliability Estimativation in the Management of Hybrid Energy System Using Fuzzy Decision Trees	12	□	✘	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	✘
31	2015	A Hybrid Model of Solar-Wind - Biomass Power Generation System: A Review	5	□	✘	□	□	□	□	□	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
32	2016	Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system Loss of Power Supply Probability Loss of Load Probability	57	□	□	□	□	□	□	✘	□	✘	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
			CANTIDAD	16	17	4	10	4	5	17	4	13	1		1	8	1	4	13	5	6	6	9	

6.2 Resumen de Indicadores

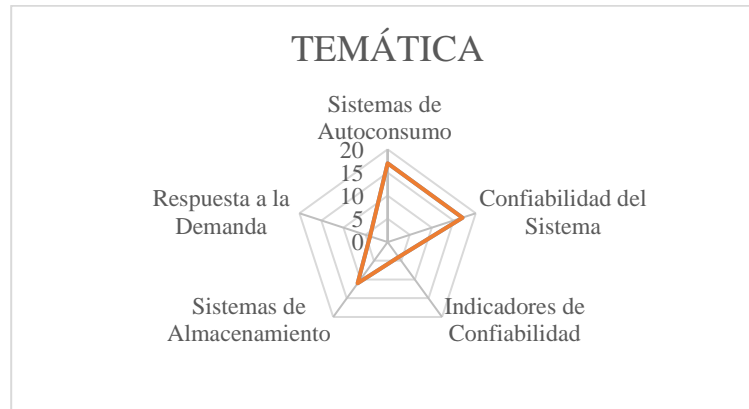


FIGURA 29. RESUMEN E INDICADOR DE LA TEMÁTICA - ESTADO DEL ARTE

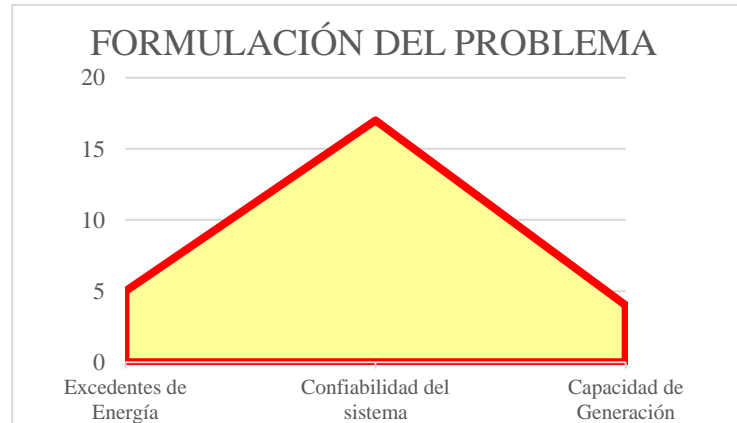


Figura 30. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

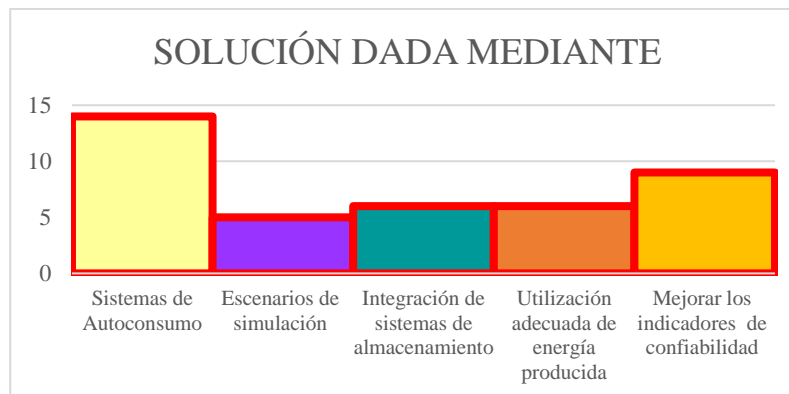


Figura 31. Indicador de solución - Estado del arte

7 Anexos

7.1 Anexo 1

Tabla 8: Balance neto de energía Marzo 2018 para la 49944 usuarios

Día	Remanente positivo (MWh)	Remanente negativo (MWh)	Tarifa base	Saldo a favor	Saldo en contra	Liquidación total
1	0.00	413.13	\$0.10	\$0.00	\$41.313.00	(\$41.313.00)
2	170.57	0.00	\$0.10	\$17.057.20	\$0.00	\$17.057.20
3	0.00	191.51	\$0.10	\$0.00	\$19.150.92	(\$19.150.92)
4	0.00	400.41	\$0.10	\$0.00	\$40.040.73	(\$40.040.73)
5	0.00	100.97	\$0.10	\$0.00	\$10.097.26	(\$10.097.26)
6	40.17	0.00	\$0.10	\$4.016.94	\$0.00	\$4.016.94
7	324.33	0.00	\$0.10	\$32.433.48	\$0.00	\$32.433.48
8	600.32	0.00	\$0.10	\$60.031.85	\$0.00	\$60.031.85
9	443.75	0.00	\$0.10	\$44.375.06	\$0.00	\$44.375.06
10	28.29	0.00	\$0.10	\$2.829.41	\$0.00	\$2,829.41
11	159.38	0.00	\$0.10	\$15.937.88	\$0.00	\$15,937.88
12	55.55	0.00	\$0.10	\$5.554.54	\$0.00	\$5,554.54
13	167.48	0.00	\$0.10	\$16.748.27	\$0.00	\$16,748.27
14	461.96	0.00	\$0.10	\$46.195.90	\$0.00	\$46,195.90
15	503.81	0.00	\$0.10	\$50.381.06	\$0.00	\$50,381.06
16	0.00	11.76	\$0.10	\$0.00	\$1.175.60	(\$1,175.60)
17	0.00	114.62	\$0.10	\$0.00	\$11.462.40	(\$11,462.40)
18	0.00	124.71	\$0.10	\$0.00	\$12.471.40	(\$12,471.40)
19	0.00	25.99	\$0.10	\$0.00	\$2.598.53	(\$2,598.53)
20	0.00	424.36	\$0.10	\$0.00	\$42.435.89	(\$42,435.89)
21	230.81	0.00	\$0.10	\$23.080.81	\$0.00	\$23,080.81
22	504.53	0.00	\$0.10	\$50.453.22	\$0.00	\$50,453.22
23	0.00	18.04	\$0.10	\$0.00	\$1.803.63	(\$1,803.63)
24	0.00	814.74	\$0.10	\$0.00	\$81.473.71	(\$81,473.71)
25	0.00	162.35	\$0.10	\$0.00	\$16.235.28	(\$16,235.28)
26	0.00	124.63	\$0.10	\$0.00	\$12.462.60	(\$12,462.60)
27	0.00	126.71	\$0.10	\$0.00	\$12.671.44	(\$12,671.44)
28	259.76	0.00	\$0.10	\$25.975.96	\$0.00	\$25,975.96
29	0.00	175.81	\$0.10	\$0.00	\$17.580.58	(\$17,580.58)
30	0.00	224.31	\$0.10	\$0.00	\$22.430.70	(\$22,430.70)
31	0.00	413.13	\$0.10	\$0.00	\$41.313.00	(\$41.313.00)
					Total	\$49.667.91

7.2 Anexo 2

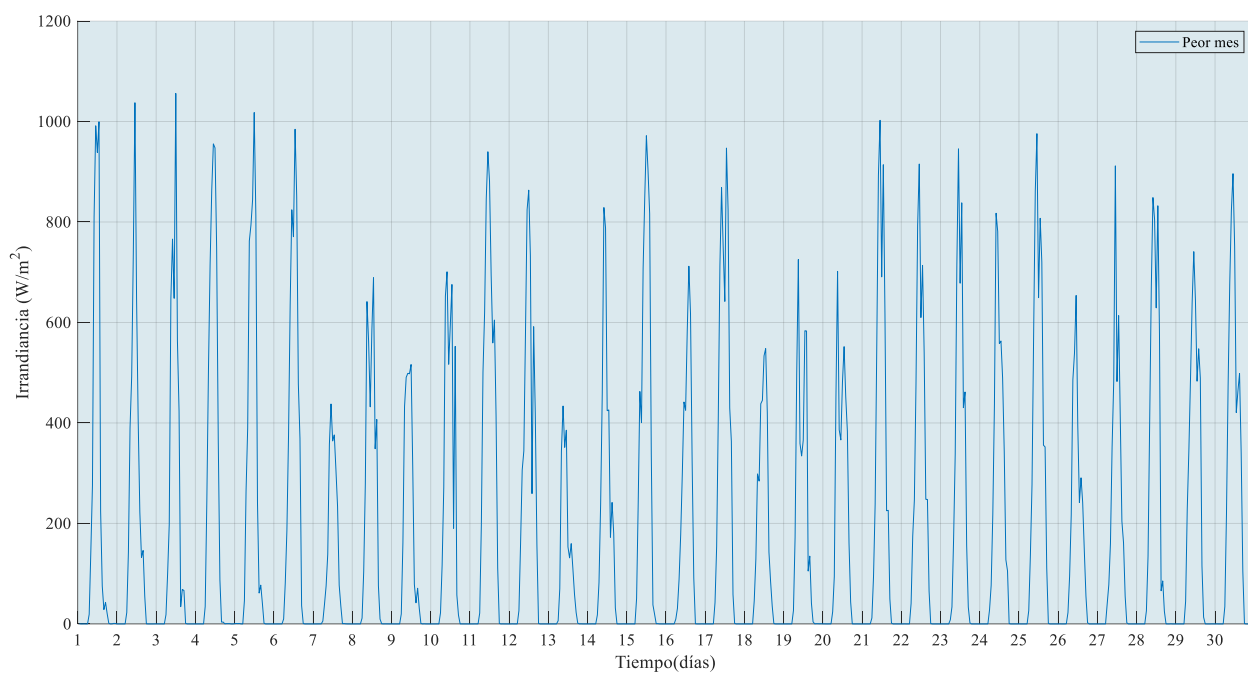


Figura 32: Irradiancia en el peor mes de producción energética

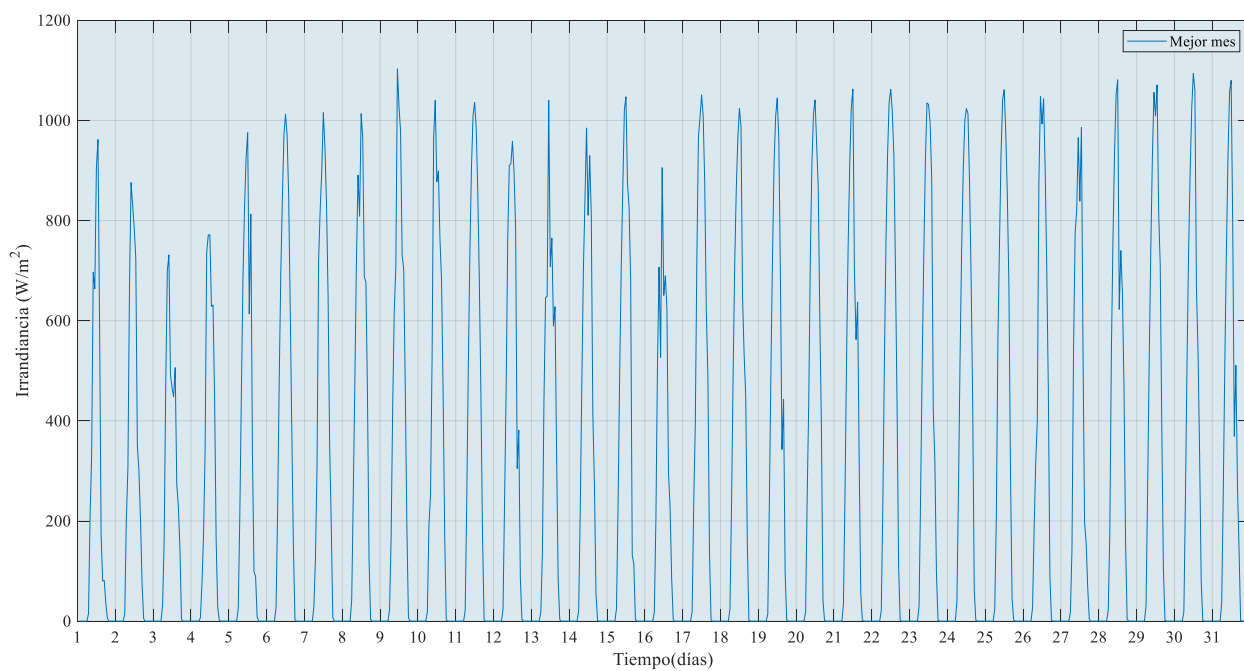


Figura 33: Irradiancia en el mejor mes de producción energética