



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**ENFOQUE BASADO EN EL COSTE ACTUAL NETO PARA OPTIMIZAR LA CAPACIDAD
NOMINAL DC DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO SIN
ALMACENAMIENTO USANDO LABVIEW**

PRESENTADO POR:

21741169 JOSÉ FRANCISCO DERAS PÉREZ

ASESORA: ING. CLAUDIA PAZ

CAMPUS SAN PEDRO SULA; MAYO, 2020

Dedico este trabajo a mis padres, mis hermanas y mi sobrina, quienes llenan mi vida de luz, paz
y mucho amor.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por guiar mi camino y permitirme una vida llena de bendiciones.

A la Universidad Tecnológica Centroamericana UNITEC por la oportunidad de realizar esta investigación.

A todos mis catedráticos por compartir sus conocimientos con mucha dedicación y esfuerzo.

A la Ing. Alicia Reyes y el Ph.D. Héctor Villatoro por su apoyo y tiempo dedicado a la realización de este proyecto.

A todos mis amigos de la universidad, en especial a Diego Torres y Pedro Mejía, quienes me demostraron su apoyo a lo largo de este proyecto.

RESUMEN EJECUTIVO

El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico (FV) constituye una de las etapas más importantes en su diseño, ya que la elección del tamaño adecuado es clave para reducir los costos asociados durante su vida útil. Con el objetivo de optimizar la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo sin almacenamiento y con conexión a la red eléctrica, en esta investigación se creó un programa con LabVIEW para minimizar su coste actual neto. El programa toma como entradas principales un perfil de carga anual y datos de irradiancia solar de un lugar (ambos en intervalos de una hora), y determina la capacidad nominal DC óptima para el sistema FV como salida. Para ello, el programa grafica el coste actual neto del sistema FV en función de su capacidad nominal DC. El valor mínimo obtenido de esta curva es el criterio utilizado para la elección de la capacidad nominal DC óptima. El programa fue aplicado en San Pedro Sula, Honduras para ilustrar su funcionamiento. Se consideraron tres escenarios; en el primero, los excedentes de energía FV inyectados a la red de distribución eran desperdiciados; en el segundo, fue contemplado un esquema de facturación neta, y en el último, un esquema de balance neto. Estos últimos dos escenarios fueron seleccionados para generar una disminución en el coste actual neto de un sistema FV, en comparación con el primer escenario. Los resultados demostraron que una disminución en el coste actual neto de un sistema FV de autoconsumo produce un aumento en la capacidad nominal DC óptima calculada por el programa. De esta manera fue comprobado que el programa optimiza la capacidad nominal DC adecuadamente. Además se graficaron las curvas de autoconsumo y autosuficiencia, también en función de la capacidad nominal DC. Fue concluido que la curva de autoconsumo es decreciente a medida aumenta la capacidad nominal DC de un sistema FV. Por el contrario, la curva de autosuficiencia es creciente bajo esa misma condición, hasta llegar al punto donde la producción de energía FV no puede igualar el consumo de una carga sin el uso de sistemas de almacenamiento de energía.

Palabras clave: *Coste actual neto, minimizar, capacidad nominal DC óptima, autoconsumo, autosuficiencia*

ABSTRACT

Sizing a PV system is key to reducing the associated costs over its lifetime. To optimize the DC nominal power of a grid-connected PV self-consumption system without storage, in this research a program with LabVIEW was created to minimize the net present cost (NPC). The program takes as main inputs an annual load profile and solar irradiance data of a place (both at one-hour intervals) and determines the optimal DC nominal power for the PV system as an output. To do this, the program plots the NPC of a PV system as a function of the DC nominal power. The minimum value obtained from this curve is the criterion used to determine the optimal DC nominal power. The program was used on two households located in San Pedro Sula, Honduras considering three scenarios. In the first one, surplus PV energy injected into the grid was wasted. In the second and third scenarios, net billing and net metering policies were considered. These last two scenarios were used to cause a decrease in the NPC of a PV system, compared to the first scenario. The results obtained suggest that a decrease in the NPC of a self-consumption PV system lead to an increase of the optimal DC nominal power calculated by the program. In addition, the self-consumption and self-sufficiency curves were plotted, also as a function of the DC nominal power for both households. It was concluded that the self-consumption curve decreases as the DC nominal power of a PV system increases. Conversely, the self-sufficiency curve increases under the same condition, to the point where PV energy production cannot match the consumption of a given load without the use of energy storage systems.

Keywords: *Net present cost, minimize, optimal DC nominal power, self-consumption, self-sufficiency*

ÍNDICE DE CONTENIDO

I.	Introducción.....	1
II.	Planteamiento del problema.....	3
2.1	Precedentes del problema	3
2.2	Definición del problema.....	4
2.3	Preguntas de investigación.....	4
2.4	Objetivos.....	4
2.4.1	Objetivo general	4
2.4.2	Objetivos específicos.....	4
2.5	Justificación.....	5
III.	Marco teórico.....	6
3.1	Análisis de la situación actual	6
3.1.1	Análisis de la industria solar fotovoltaica mundial	6
3.1.1.1	Evolución de la industria solar fotovoltaica mundial.....	7
3.1.1.2	Potencia solar fotovoltaica mundial instalada	7
3.1.1.3	Principales mercados fotovoltaicos internacionales.....	8
3.1.1.4	Marco regulatorio y autoconsumo.....	9
3.1.2	Análisis de la industria solar fotovoltaica en América Latina.....	10
3.1.2.1	Principales mercados fotovoltaicos de la región latinoamericana.....	10
3.1.2.2	Precios de la energía en la región latinoamericana.....	11
3.1.3	Análisis de la industria solar fotovoltaica en Honduras.....	11
3.1.3.1	Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en San Pedro Sula, Honduras	12
3.1.3.2	Histórico de tarifas residenciales en Honduras	13

3.2	Teorías de sustento.....	15
3.2.1	Energía solar fotovoltaica.....	15
3.2.1.1	Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas	15
3.2.1.2	Elementos de un sistema fotovoltaico con conexión a la red	16
3.2.2	Autoconsumo fotovoltaico y autosuficiencia	17
3.3	Metodología técnica.....	17
3.3.1	Especificaciones de un sistema fotovoltaico de autoconsumo.....	18
3.3.2	Parámetros técnicos de un sistema fotovoltaico de autoconsumo	18
3.3.2.1	Capacidad nominal DC	18
3.3.2.2	Capacidad nominal AC.....	18
3.3.2.3	Ratio DC/AC	18
3.3.2.4	Coeficiente de rendimiento (PR).....	19
3.3.2.5	Irradiancia e irradiación	19
3.3.3	Variables financieras.....	20
3.3.3.1	Costo de capital.....	20
3.3.3.2	Costo específico de capital.....	20
3.3.3.3	Costo nivelado de la electricidad (LCOE).....	20
3.3.3.4	Coste actual neto (NPC)	21
3.3.4	Global Solar Atlas	21
3.3.5	LabVIEW	22
3.3.6	HOMER Grid	22
IV.	Metodología.....	23
4.1	Enfoque	23

4.2	Variables de investigación.....	24
4.2.1	Variables dependientes.....	24
4.2.2	Variables independientes	27
4.3	Hipótesis	29
4.4	Técnicas e instrumentos aplicados	29
4.4.1	Técnicas aplicadas.....	29
4.4.1.1	Entrevista.....	29
4.4.1.2	Costo nivelado de la electricidad.....	29
4.4.1.3	Coste actual neto	30
4.4.2	Instrumentos	30
4.4.2.1	Registrador trifásico de consumo eléctrico Fluke 1730	30
4.4.2.2	Global Solar Atlas v2.2	30
4.4.2.3	Microsoft Office Excel 2016.....	30
4.4.2.4	LabVIEW 2017	31
4.4.2.5	HOMER Grid 1.7.....	31
4.5	Población y muestra.....	31
4.6	Metodología de estudio.....	31
4.6.1	Variables técnicas y financieras.....	31
4.6.2	Modelo de optimización.....	34
4.6.3	Aplicación desarrollada con LabVIEW	35
4.6.4	Curvas de autoconsumo, autosuficiencia y coste actual neto del sistema fotovoltaico en función de su capacidad nominal DC	37
4.6.5	Simulaciones.....	38

4.6.5.1	Parámetros de entrada y consideraciones básicas.....	38
4.7	Metodología de validación	43
4.8	Cronograma de actividades.....	44
V.	Resultados y análisis	45
5.1	Desarrollo del programa.....	45
5.2	Simulaciones.....	47
5.2.1	Escenario A: Desperdicio de los excedentes de energía fotovoltaica.....	47
5.2.1.1	Vivienda 1	47
5.2.1.2	Vivienda 2	48
5.2.2	Escenario B: Facturación neta	49
5.2.2.1	Vivienda 1	49
5.2.2.2	Vivienda 2	50
5.2.3	Escenario C: Balance neto.....	51
5.2.3.1	Vivienda 1	51
5.2.3.2	Vivienda 2	52
5.2.4	Resumen de los escenarios.....	53
VI.	Conclusiones	55
VII.	Recomendaciones.....	56
VIII.	Aplicabilidad.....	57
IX.	Evolución de trabajo actual / Trabajo futuro.....	58
	Bibliografía.....	59
	Anexos.....	63

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Autoconsumo de energía fotovoltaica	1
Ilustración 2-Evolución de la capacidad solar fotovoltaica mundial instalada.....	7
Ilustración 3-Capacidad solar fotovoltaica mundial acumulada por región, 2018	8
Ilustración 4-Principales mercados fotovoltaicos en 2018.....	9
Ilustración 5-Tarifas eléctricas residenciales en Latinoamérica - 4to Trimestre 2018.....	11
Ilustración 6-Electricidad generada por tipo de fuente en Honduras, 2018.....	12
Ilustración 7-Planta fotovoltaica de autoconsumo en EMSULA.....	12
Ilustración 8-Planta fotovoltaica de autoconsumo en Honduras Spinning Mills	13
Ilustración 9-Histórico de la tarifa residencial en Honduras, 2016-2020.....	14
Ilustración 10-Tasas de crecimiento trimestral de la tarifa residencial (mayor a 50 kWh) en Honduras, 2016-2019.....	15
Ilustración 11 - Esquema metodológico de la investigación.....	23
Ilustración 12 - Variables intermedias que afectan el coste actual neto de un sistema FV	25
Ilustración 13 - Variables intermedias que afectan el coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución	26
Ilustración 14 - Variables intermedias que afectan el costo nivelado de la electricidad	26
Ilustración 15 - Variables independientes técnicas.....	27
Ilustración 16 - Variables independientes financieras.....	28
Ilustración 17 - Perfil de carga semanal medido en la vivienda 1	39
Ilustración 18 - Perfil de carga semanal medido en la vivienda 2	40
Ilustración 19 - Algoritmo del programa creado con LabVIEW	46
Ilustración 20 – Escenario A. Vivienda #1	48

Ilustración 21 - Escenario A. Vivienda #2.....	49
Ilustración 22 - Escenario B. Vivienda #1	50
Ilustración 23 - Escenario B. Vivienda #2	51
Ilustración 24 - Escenario C. Vivienda #1	52
Ilustración 25 - Escenario C. Vivienda #2.....	53

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Parámetros de entrada del programa.....	32
Tabla 2 - Parámetros calculados por el programa	33
Tabla 3 - Parámetros de salida del programa.....	33
Tabla 4 – Valores de los parámetros comunes para los 3 escenarios.....	42
Tabla 5 – Valores de parámetros específicos de cada escenario.....	42
Tabla 6 - Cronograma de actividades	44
Tabla 7 - Tabla resumen de los escenarios considerados	54

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 - Índice de autoconsumo	17
Ecuación 2 - Índice de autosuficiencia.....	17
Ecuación 3 - Ratio DC/AC	18
Ecuación 4 - Coeficiente de rendimiento (PR)	19
Ecuación 5 - LCOE solar fotovoltaico.....	20
Ecuación 6 – Función objetivo	34
Ecuación 7 - Tasa de descuento real anual.....	35
Ecuación 8 - Energía fotovoltaica generada	36
Ecuación 9 - Energía fotovoltaica consumida por la carga.....	36
Ecuación 10 - Cantidad de iteraciones realizadas en cada simulación.....	45
Ecuación 11 - Función lineal del NPC en el escenario C para la vivienda #1	51
Ecuación 12 - Función lineal del NPC en el escenario C para la vivienda #2.....	52

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 - Decreto No. 138-2013, Artículo 5	63
Anexo 2 - Decreto No. 404-2013, Artículo 15, Apartado D	64
Anexo 3 - Resolución CREE-050. Título III, Capítulo I, Artículo 49.....	65
Anexo 4 - Precisión del registrador trifásico de consumo eléctrico Fluke 1730.....	66
Anexo 5 - Entradas de voltaje y de corriente al registrador trifásico de consumo eléctrico Fluke 1730.....	67
Anexo 6 - Acuerdo ministerial No. 063-DGERR-002-2017. Título III, Capítulo 2, NGDRA 16	68
Anexo 7 - Resolución ministerial No. 002-DGERR-002-2017. Banda de Precios de Referencia....	69
Anexo 8 - Coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución calculado por HOMER Grid para la vivienda 1	70
Anexo 9 - Coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución calculado por el programa creado con LabVIEW para la vivienda 1	71
Anexo 10 - Pantalla de inicio del programa	71

LISTA DE SIGLAS Y GLOSARIO

BOS	<i>Balance of System</i> (Equilibrio del sistema)
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
FV	Fotovoltaico
IPC	Índice de precios al consumidor
LabVIEW	<i>Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i> (Costo nivelado de la electricidad)
NPC	<i>Net Present Cost</i> (Coste actual neto)
O&M	Operación y mantenimiento
PR	<i>Performance Ratio</i> (Coeficiente de rendimiento)
SCI	<i>Self-consumption index</i> (Índice de autoconsumo)
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSI	<i>Self-sufficiency index</i> (Índice de autosuficiencia)
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condiciones estándar de prueba)

I. INTRODUCCIÓN

Para que un sistema fotovoltaico (FV) conectado a la red sea financieramente atractivo, es necesario minimizar su coste actual neto. Una de las formas para lograr esto, es reduciendo los costos de compra de electricidad de la red de distribución, mediante la maximización del consumo de energía fotovoltaica por la carga (también conocido como autoconsumo, como se muestra en la Ilustración 1). Esto se debe a que, por lo general, las tarifas para los excedentes de energía inyectados a la red por los autoconsumidores son más bajas que las tarifas eléctricas cobradas por la red de distribución. En otras palabras, es más rentable que la carga consuma un kilovatio hora del sistema FV que inyectarlo a la red. En Honduras, existe una ley que establece como manejar los excedentes de energía fotovoltaica que se inyectan a la red, en un esquema de facturación neta. Sin embargo, nunca se publicó la norma técnica para aplicar dicha ley.

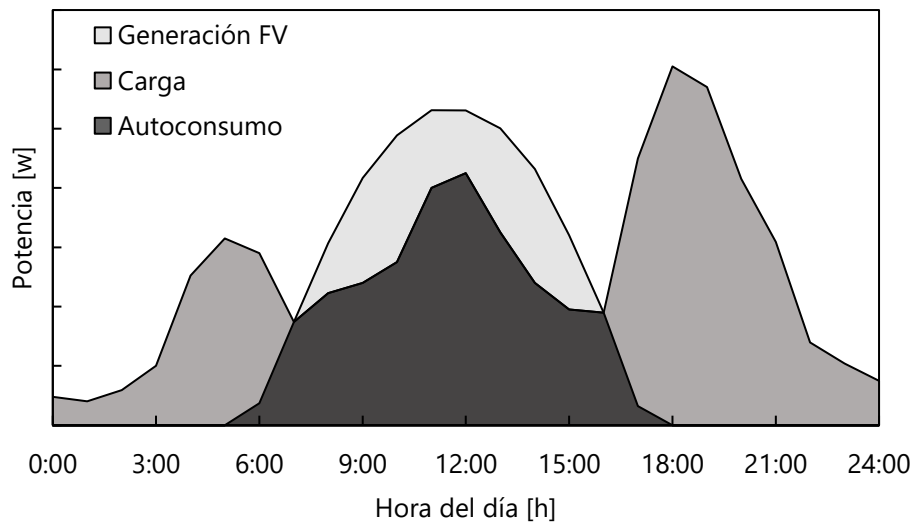


Ilustración 1 - Autoconsumo de energía fotovoltaica

Fuente: Elaboración propia

El autoconsumo de energía fotovoltaica también se puede aumentar utilizando dispositivos de almacenamiento de energía como las baterías. En lugar de inyectar el excedente de energía a la red cuando la carga no la requiere, la energía se almacena en baterías y está disponible cuando se exige. Sin embargo, esta solución incrementa el costo de capital debido al elevado precio de

las baterías y accesorios adicionales; y por lo tanto va en contra del objetivo de hacer que el sistema fotovoltaico sea financieramente atractivo.

Es por esto que en esta investigación, se propone un modelo para dimensionar sistemas fotovoltaicos de autoconsumo sin almacenamiento y con conexión a la red eléctrica, mediante la minimización de su coste actual neto.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se muestran los componentes del planteamiento de la investigación, todo esto con el propósito de lograr un completo análisis del problema a tratar, como ser: los precedentes, el enunciado del problema, así como también se definen las preguntas de investigación y los objetivos a comprobar dando una completa justificación acerca del problema en estudio.

2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA

El aumento de las economías de escala y las mejoras tecnológicas seguirán reduciendo los costos de instalación de la energía solar fotovoltaica. El costo nivelado de la electricidad (*Levelized Cost of Electricity*, también llamado LCOE por sus siglas en inglés) para la energía solar fotovoltaica ya es competitivo en comparación con todas las fuentes de generación de combustibles fósiles y se prevé que disminuya aún más a medida que los costos de instalación y el rendimiento sigan mejorando. A nivel mundial, el LCOE promedio de la energía solar fotovoltaica fue de 0.085 USD por kilovatio hora (kWh) en 2018 (IRENA, 2019).

En muchos países, los sistemas fotovoltaicos residenciales se han convertido en una alternativa competitiva para la generación de electricidad (Jiménez-Castillo, Muñoz-Rodríguez, Rus-Casas, & Talavera, 2019). Sin embargo, en la mayoría de los casos se considera el uso de baterías para proporcionar energía durante la noche cuando el generador fotovoltaico no está disponible.

En Honduras, la ley actual para la micro generación conectada a la red está amparada por el Decreto No. 138-2013, Artículo 5 de la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables y por el Decreto No. 404-2013, Artículo 15, Apartado D de la Ley general de la industria eléctrica. Ver Anexo 1, 2 y 3.

Los artículos previamente mencionados establecen que las empresas distribuidoras estarán obligadas a comprar el exceso de energía proveniente de instalaciones de generación con recursos renovables con capacidad instalada menor a los 250 kilovatios (kW) que se instalen en baja tensión que generen los usuarios residenciales y comerciales. La energía inyectada a la red será contabilizada a través de medidores bidireccionales de tal manera que al final de cada mes el propietario de tales instalaciones sólo pagará a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

el Balance Neto Mensual entre la energía consumida por el cliente y la energía entregada por la instalación renovable. Cuando la producción de un mes supere el consumo de energía de tal mes, la ENEE aplicará al propietario de la instalación un crédito en energía por la producción entregada en exceso; tal crédito podrá ser utilizado por el propietario en cualquier mes siguiente.

2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El costo de capital de una instalación fotovoltaica de autoconsumo se incrementa al incorporar dispositivos de almacenamiento de energía como baterías. Entonces, ¿se puede crear un programa para optimizar la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo sin almacenamiento y con conexión a la red eléctrica, basado en su coste actual neto mínimo?

2.3 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Cuáles son las variables técnicas y financieras utilizadas para optimizar la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo?
2. ¿Cuál es la función objetivo del modelo de optimización?
3. ¿Cómo varían las curvas de autoconsumo, autosuficiencia y coste actual neto, en función de la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo, en los escenarios propuestos?

2.4 OBJETIVOS

2.4.1 OBJETIVO GENERAL

Crear un programa que optimice la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo sin almacenamiento y con conexión a la red eléctrica, basado en su coste actual neto mínimo.

2.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar las variables técnicas y financieras que se utilizarán para optimizar la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo.
2. Formular un modelo de optimización que minimice el coste actual neto de un sistema FV de autoconsumo.

3. Desarrollar una aplicación con LabVIEW, que calcule el coste actual neto de un sistema FV de autoconsumo, en función de su capacidad nominal DC.
4. Graficar las curvas de autoconsumo, autosuficiencia y coste actual neto de un sistema FV de autoconsumo en función de su capacidad nominal DC, en la aplicación desarrollada.

2.5 JUSTIFICACIÓN

El incremento de los costos de suministro de electricidad de la red local y la disminución de los costos de la tecnología fotovoltaica favorecerán en el futuro los incentivos monetarios para aumentar el autoconsumo de energía fotovoltaica (Merei, Moshövel, Magnor, & Sauer, 2016). Mediante la optimización de la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo es posible minimizar los costes en los que incurre a lo largo de su vida útil. Por consiguiente, se obtendrán mayores ahorros en la factura de la electricidad.

III. MARCO TEÓRICO

Una vez planteado el problema de estudio y cuando además se ha evaluado su relevancia y factibilidad, el siguiente paso consiste en sustentar teóricamente el estudio. Por esta razón en este capítulo se exponen y analizan las teorías, las conceptualizaciones, las perspectivas teóricas, las investigaciones y los antecedentes en general, que se consideren válidos para el correcto encuadre del estudio.

3.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En este apartado se detalla la situación actual de la industria solar fotovoltaica y las tendencias a las que apunta esta tecnología en el corto y mediano plazo. Estos temas se estudiarán en un escenario mundial primeramente, luego se enfocará a nivel regional en América latina y por último a nivel interno en Honduras.

3.1.1 ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA MUNDIAL

El cambio climático, los efectos sobre la salud de la contaminación atmosférica, la seguridad energética y el acceso a la energía, junto con los precios volátiles del petróleo en las últimas décadas, han llevado a la necesidad de producir y utilizar tecnologías alternativas bajas en carbono, como las energías renovables. La energía solar fotovoltaica ha sido una de las tecnologías renovables pioneras a lo largo de las décadas. La capacidad instalada total de la energía solar fotovoltaica alcanzó los 480 GW a nivel mundial (ver Ilustración 2) a finales de 2018, lo que representa la segunda mayor fuente de electricidad renovable después de la eólica (IRENA, 2019).

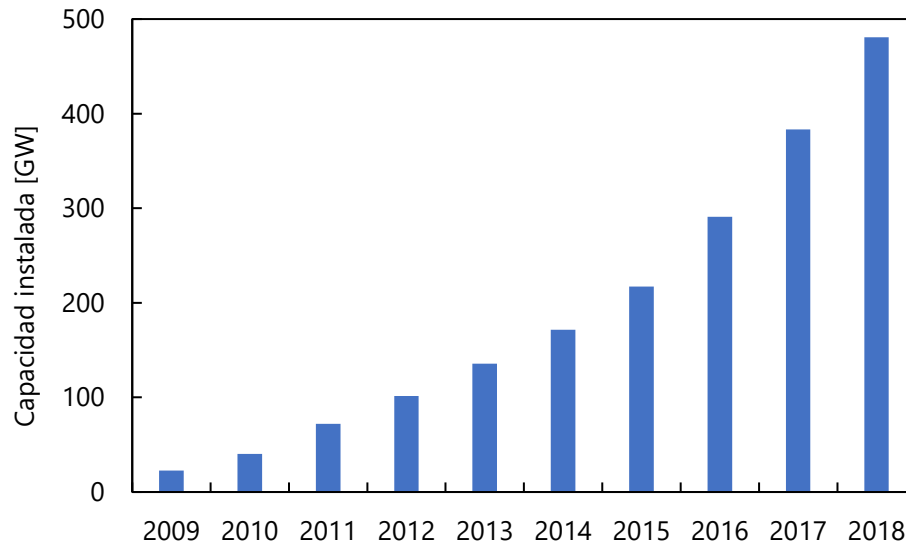


Ilustración 2-Evolución de la capacidad solar fotovoltaica mundial instalada

Fuente: (IRENA, 2019)

3.1.1.1 Evolución de la industria solar fotovoltaica mundial

La industria fotovoltaica ha tenido cambios drásticos en los últimos años. China se ha convertido en el referente mundial de fabricación de células y módulos solares, seguido de Taiwán y Malasia. Por noveno año consecutivo, la energía solar atrajo la mayor parte de nuevas inversiones en energías renovables. Las inversiones en energía solar ascendieron a 140 mil millones de dólares, representando el 42,5 % de todas las nuevas inversiones en energías renovables (Jäger-Waldau, 2019).

En general, los precios de la energía solar son mucho más altos en países en vías de desarrollo que en economías con condiciones normativas estables y calificaciones crediticias elevadas. Pero con el apoyo de prestamistas internacionales, como las instituciones financieras de desarrollo, los riesgos de los proyectos pueden reducirse considerablemente en los países en vías de desarrollo (SolarPower Europe, 2019).

3.1.1.2 Potencia solar fotovoltaica mundial instalada

La capacidad solar fotovoltaica aumentó en 94 GW el 2018, contribuyendo con el doble de capacidad que la eólica y más que todos los combustibles fósiles y nucleares juntos. En la

Ilustración 3 se puede ver como Asia dominó el crecimiento global con un aumento de 64 GW, representando más de dos tercios (68%) de la expansión mundial. Norteamérica y Europa también realizaron aportaciones significativas con aumentos de 10.5 GW y 9,2 GW, respectivamente (IRENA, 2019).

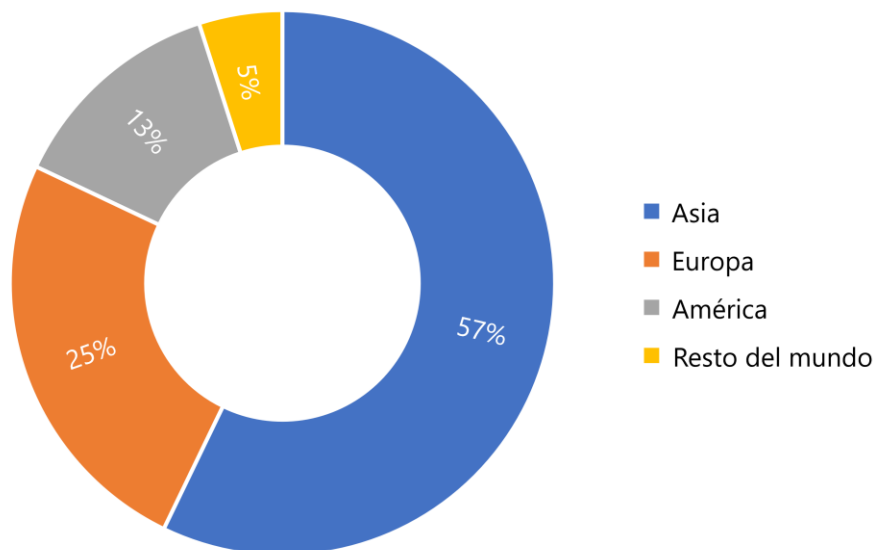


Ilustración 3-Capacidad solar fotovoltaica mundial acumulada por región, 2018

Fuente: (IRENA, 2019)

Con la capacidad fotovoltaica instalada en todo el mundo, se podría producir más de 670 TWh de electricidad anualmente. Este valor representa cerca del 3% de la demanda mundial (el consumo mundial de electricidad fue de casi 23,000 TWh en 2018) (Masson & Kaizuka, 2019).

3.1.1.3 Principales mercados fotovoltaicos internacionales

Con el compromiso de cumplir los objetivos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el deseo de los países por reducir su dependencia energética, tanto de combustibles fósiles como exterior, el mercado de las energías renovables se ha constituido como un mercado fuerte y comprometido en sus distintas vertientes a nivel global (ANPIER, 2019).

Una vez más, el país que ha tenido una mayor contribución fue China con 44,4 GW instalados, mientras que en 2017 alcanzó los 52,8 GW, lo que implicó una disminución del 16%. También se puede observar el liderazgo asiático de países como Japón, Corea o Taiwán, quienes incorporaron

6.6 GW, 2 GW y 971 MW respectivamente, en 2018. Con respecto al continente americano, en Estados Unidos se instalaron 10.6 GW, igual que en el 2017. El mercado fotovoltaico europeo, caracterizado por su madurez y experiencia, ha crecido un 21% hasta alcanzar los 11.3 GW en este último año. El líder europeo del 2018 fue Alemania, alcanzando los 2.95 GW, destacando también los Países Bajos, que instalaron 1.5 GW (ANPIER, 2019). Ver Ilustración 4.

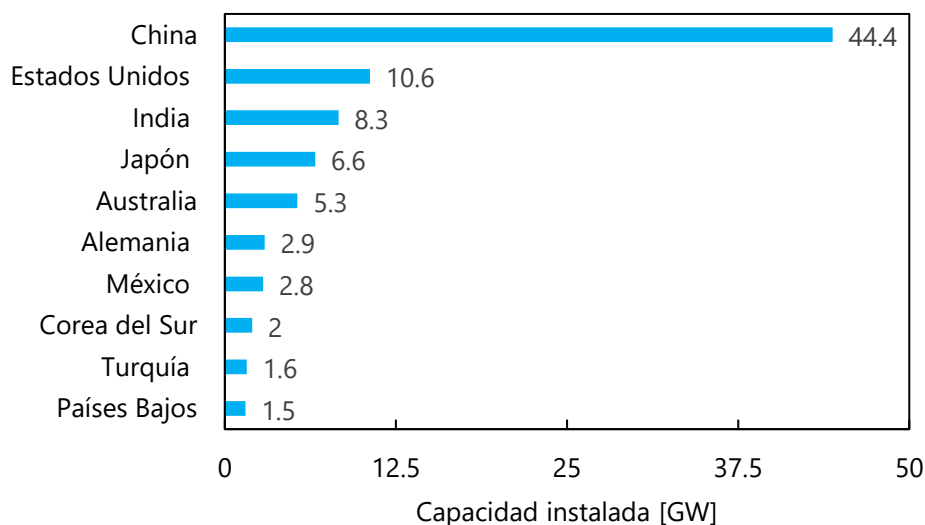


Ilustración 4-Principales mercados fotovoltaicos en 2018

Fuente: (ANPIER, 2019)

3.1.1.4 Marco regulatorio y autoconsumo

Los bajos costos de generación de esta tecnología no son suficiente para facilitar su crecimiento, también es necesario el establecimiento de un marco regulatorio estable y favorable que apoye el desarrollo de las energías renovables en su conjunto (ANPIER, 2019).

En materia de autoconsumo, son varios los países que han implantado impuestos o tasas por la integración de la fotovoltaica en las redes de distribución. Por ejemplo, en la región de Flandes en Bélgica, se introdujeron varios cargos a los autoconsumidores para costear el mantenimiento de todo el sistema de red. Algo similar ocurría también en España, donde los usuarios sujetos a las modalidades de autoconsumo fotovoltaico, con potencias superiores a 10 kW, se veían afectados también por una serie de cargos no contemplados en otros países. Sin embargo, en las

nuevas normativas del sector estos cargos han sido eliminados en línea con las directivas europeas actuales, con el objetivo de fomentar este tipo de instalaciones (ANPIER, 2019).

En muchos países se ofrecen mecanismos de compensación de los excedentes de energía como el “balance neto” (compensación entre los kWh cedidos a la red y los consumidos de la misma) instaurado en los Países Bajos, Bélgica, Ucrania o Brasil, entre otros, o la “facturación neta” (compensación entre el precio de los kWh cedidos a la red y el precio de los kWh consumidos de la misma) llevada a cabo en España y Chile (ANPIER, 2019).

3.1.2 ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN AMÉRICA LATINA

A finales de 2018, cinco empresas –Enel Green Power, Actis, Acciona, CKD Infraestructura y la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ)– poseían cerca del 40% de la capacidad fotovoltaica a gran escala de la región latinoamericana. La mayoría de las instalaciones fotovoltaicas a gran escala (mayores a 5 MW) en la región provienen de licitaciones respaldadas por los gobiernos y hoy suman más de 11 GW de potencia instalada. Según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), en Latinoamérica la potencia fotovoltaica instalada se distribuye así: América del Sur alcanzó los 5,469 MW a finales de 2018, con Brasil (2.2 GW) y Chile (2.1 GW) como los mayores mercados. Por su parte, México alcanzó unos 3,113 MW, mientras que la región de América Central y el Caribe cuenta con 1,737 MW y Honduras, con 516 MW, es el mayor mercado solar de la región (Bellini, 2019).

3.1.2.1 Principales mercados fotovoltaicos de la región latinoamericana

La energía solar se ha consolidado en México y ahora cuenta con 42 parques solares de gran escala actualmente en operación comercial dentro del país, con una capacidad instalada agregada de 2.9 GW e inversiones directas de 6,300 millones de dólares. La energía solar distribuida también ha tenido un crecimiento acelerado, con más de 100,000 techos solares distribuidos en viviendas, edificios industriales y comerciales. La competitividad de la energía solar distribuida está respaldada por los bajos costes de instalación y los ahorros mensuales de hasta el 95% en las tarifas de electricidad pagadas por los usuarios. La alta irradiación solar en México juega un papel importante, ya que más del 85% del territorio nacional es óptimo para el desarrollo solar (SolarPower Europe, 2019).

La energía solar fotovoltaica distribuida también ha presentado un crecimiento significativo en Brasil, donde la capacidad agregada ascendió a 390 MW en 2018, principalmente debido a la creciente competitividad de la regulación de medición neta en todo el país (IRENA, 2019).

3.1.2.2 Precios de la energía en la región latinoamericana

Según datos recogidos por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin), el precio promedio la tarifa eléctrica residencial en América Latina para el cuarto trimestre del 2018 fue de 0.1271 USD por kilovatio hora (Osinermin, 2019). Ver Ilustración 5.

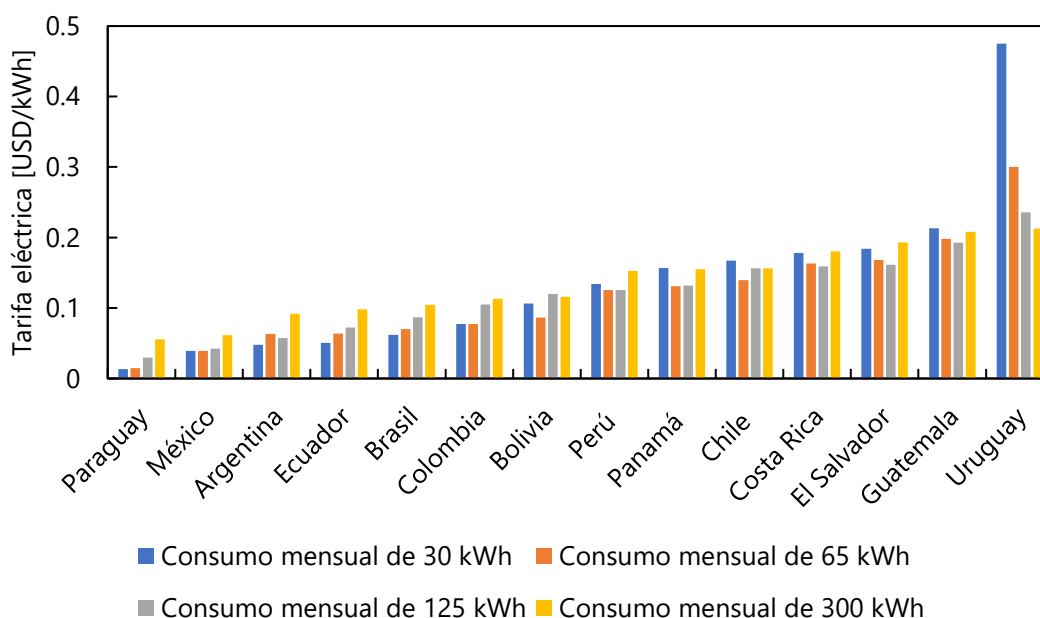


Ilustración 5-Tarifas eléctricas residenciales en Latinoamérica - 4to Trimestre 2018

Fuente: (Osinermin, 2019)

3.1.3 ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN HONDURAS

2015 fue un año decisivo para el mercado fotovoltaico en Honduras con 388 MW instalados, seguido de sólo 45 MW en 2016, unos pocos MW en 2017 y alrededor de 58 MW en 2018. No hay pruebas que sugieran que en el corto y mediano plazo se vuelvan a introducir medidas similares para el desarrollo fotovoltaico, sin embargo el país invirtió en más de 2.700 sistemas solares para el hogar para alimentar aldeas, escuelas y municipios (Masson & Kaizuka, 2019).

La generación de electricidad a partir de plantas fotovoltaicas en 2018 fue de 992.8 GWh, lo que representó el 10.8% (ver Ilustración 6) de la generación total (ENEE, 2019).

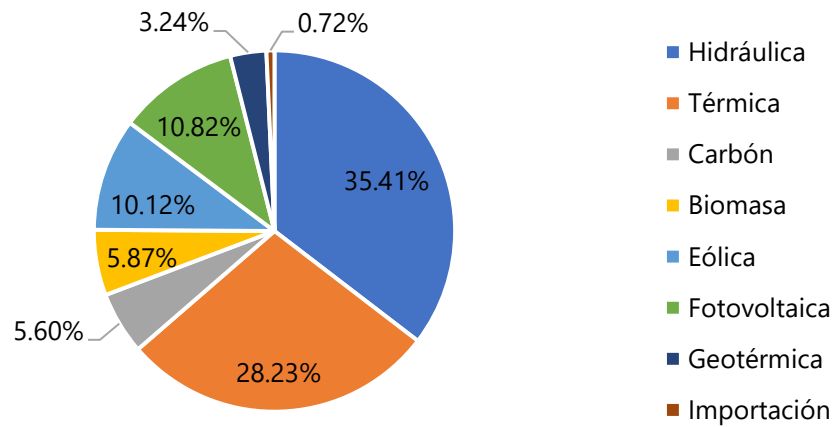


Ilustración 6-Electricidad generada por tipo de fuente en Honduras, 2018

Fuente: (ENEE, 2019)

3.1.3.1 Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en San Pedro Sula, Honduras

En el 2015, se instaló sobre la cubierta de la Embotelladora de Sula, S.A. (EMSULA) la planta solar fotovoltaica de autoconsumo más grande de Latinoamérica en ese momento con una potencia de 3 MWp (Smartsolar, 2019).



Ilustración 7-Planta fotovoltaica de autoconsumo en EMSULA

Fuente: (Smartsolar, 2019)

En el 2019, se instaló el segundo proyecto fotovoltaico sobre techos más grande del país en Honduras Spinning Mills. El sistema fotovoltaico de autoconsumo de 2 MWp está formado por 5,464 paneles solares y 20 inversores (Sánchez Molina, 2019).



Ilustración 8-Planta fotovoltaica de autoconsumo en Honduras Spinning Mills

Fuente: (Enertiva, 2018)

3.1.3.2 Histórico de tarifas residenciales en Honduras

El historial de tarifas residenciales que se muestra a continuación en la Ilustración 9, es aplicado a la energía suministrada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras (Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, 2019).

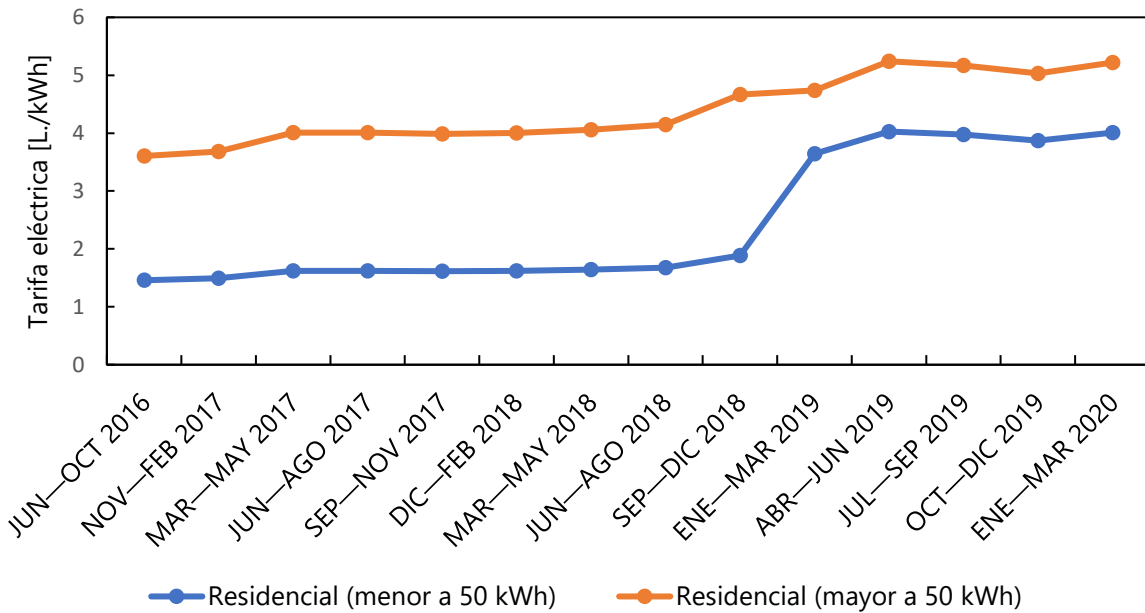


Ilustración 9-Histórico de la tarifa residencial en Honduras, 2016-2020

Fuente: (Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, 2019)

La tasa de crecimiento trimestral de junio 2016 a enero 2020 tiene un valor de 2.88 % y según los datos en la Ilustración 10, la tasa de crecimiento medio anual de la tarifa residencial (mayor a 50 kWh) de enero 2020 respecto a enero 2017 es de 12.28 %. Desde noviembre del 2016 hasta diciembre del 2019, la tarifa residencial (mayor a 50 kWh) ha crecido un total de 41.57 % (Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, 2019).

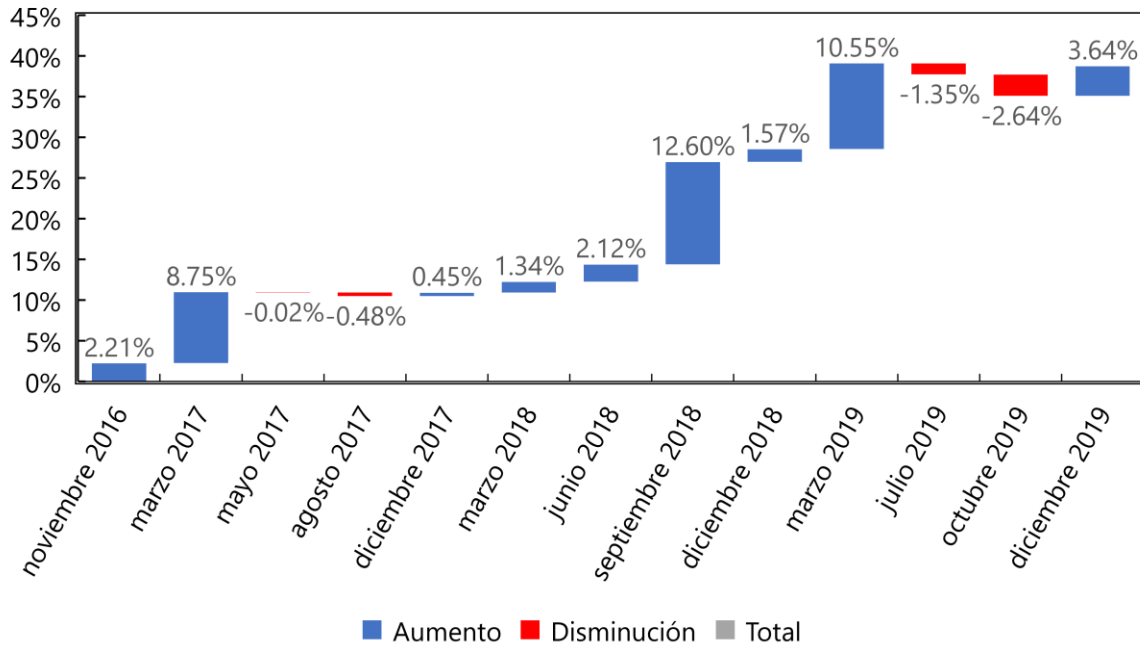


Ilustración 10-Tasas de crecimiento trimestral de la tarifa residencial (mayor a 50 kWh) en Honduras, 2016-2019

Fuente: (Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, 2019)

3.2 TEORÍAS DE SUSTENTO

Aquí se presentan las diferentes teorías en las cuales se sustenta la presente investigación.

3.2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando incide la radiación solar sobre ellos (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, Castro Gil, & Collado Fernández, 2013).

3.2.1.1 Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas

Una instalación fotovoltaica constituye una fuente de suministro eléctrico gracias a los módulos fotovoltaicos, que captan la energía solar y la convierten en electricidad debido al efecto fotovoltaico que se produce en sus células (Serrano, 2016).

Básicamente, existen dos grandes grupos de instalaciones fotovoltaicas, que pueden ser: aisladas o conectadas a la red. Una instalación fotovoltaica aislada o autónoma constituye un sistema de generación de electricidad sin la necesidad de estar conectado a la red eléctrica (Serrano, 2016).

En cambio, una instalación fotovoltaica conectada a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, Castro Gil, & Collado Fernández, 2013).

3.2.1.2 Elementos de un sistema fotovoltaico con conexión a la red

En la estructura física de un sistema fotovoltaico conectado a red, se pueden distinguir como elementos fundamentales: módulos fotovoltaicos, inversor para la conexión a la red, dispositivo de intercambio con la red eléctrica y el contador de energía bidireccional (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, Castro Gil, & Collado Fernández, 2013).

Una célula solar típica con una superficie de 100 cm^2 produce 1.5 W aproximadamente, con una tensión de 0.5 V y una corriente de 3 A . La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen entre 36 y 96 células conectadas en serie, pero en algunos casos pueden incluir la conexión en paralelo de grupos de células conectadas en serie. Al conjunto de células solares agrupadas en las condiciones anteriores se le denomina módulo fotovoltaico (Santamaría & Castejón, 2010).

El inversor, es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga, transformando la corriente continua producida por los módulos en corriente alterna, para introducirla en la red. Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia y tiene justamente la función de adaptar las características de producción generador fotovoltaico a las exigencias de la carga (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, Castro Gil, & Collado Fernández, 2013).

El dispositivo de intercambio con la red eléctrica sirve para que la electricidad introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma, según las condiciones de calidad impuestas. Finalmente, el contador de energía bidireccional mide la energía producida por el

sistema fotovoltaico durante todo su periodo de funcionamiento y es capaz de medir energía en ambos sentidos (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, Castro Gil, & Collado Fernández, 2013).

3.2.2 AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO Y AUTOSUFICIENCIA

El índice de autoconsumo (*self-consumption index*, también llamado SCI por sus siglas en inglés) se define como la relación de energía que genera el sistema fotovoltaico y se utiliza directamente en el lugar de la instalación ($E_{FV\ con}$) con respecto a la cantidad total de energía generada ($E_{FV\ gen}$) (Linssen, Stenzel, & Fleer, 2017). Ver Ecuación 1.

$$SCI = \frac{E_{FV\ con}}{E_{FV\ gen}}$$

Ecuación 1 - Índice de autoconsumo

Fuente: (Linssen, Stenzel, & Fleer, 2017)

El índice de autosuficiencia (*self-sufficiency index*, también llamado SSI por sus siglas en inglés), o grado de autarquía, se define como la relación de energía que es generada por el sistema fotovoltaico y se utiliza directamente en el lugar de instalación ($E_{FV\ con}$) con respecto a la cantidad total de energía utilizada por el hogar (E_{Carga}) (Linssen, Stenzel, & Fleer, 2017). Ver Ecuación 2.

$$SSI = \frac{E_{FV\ con}}{E_{Carga}}$$

Ecuación 2 - Índice de autosuficiencia

Fuente: (Linssen, Stenzel, & Fleer, 2017)

3.3 METODOLOGÍA TÉCNICA

En esta sección se detallan los procedimientos a seguir para desarrollar la investigación. La estructura del planteamiento es vital para entender la dimensión y los límites que existen en esta investigación.

3.3.1 ESPECIFICACIONES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO

En los proyectos de generación de energía fotovoltaica es necesario realizar un análisis técnico y financiero. Ya que no existe una guía para dimensionar óptimamente un sistema FV, a continuación se describen los parámetros técnicos y las variables financieras que se consideraron en esta investigación para minimizar los costos asociados a la generación de energía fotovoltaica durante la vida útil del proyecto.

3.3.2 PARÁMETROS TÉCNICOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO

Parámetros técnicos considerados para el diseño del sistema fotovoltaico de autoconsumo.

3.3.2.1 Capacidad nominal DC

La capacidad nominal DC de un sistema fotovoltaico, también conocida como potencia nominal DC, es la potencia máxima entregable por el arreglo de módulos fotovoltaicos bajo condiciones estándar de prueba (*Standard Test Conditions*, también conocidas como STC por sus siglas en inglés). Se calcula sumando la potencia nominal de todos los módulos fotovoltaicos instalados.

3.3.2.2 Capacidad nominal AC

La capacidad nominal AC de un sistema fotovoltaico, también conocida como potencia nominal AC, es la potencia máxima entregable por los inversores. Se calcula sumando la potencia nominal de todos los inversores instalados.

3.3.2.3 Ratio DC/AC

Es la relación numérica entre la capacidad nominal DC y AC de un sistema fotovoltaico. Se calcula dividiendo la capacidad nominal DC entre la capacidad nominal AC, tal como se presenta en la Ecuación 1:

$$\text{Ratio DC/AC} = \frac{\text{Capacidad nominal DC [kW]}}{\text{Capacidad nominal AC [kW]}}$$

Ecuación 3 - Ratio DC/AC

Fuente: (SolarEdge, 2019)

3.3.2.4 Coeficiente de rendimiento (PR)

El coeficiente de rendimiento (*Performance Ratio*, también llamado PR por sus siglas en inglés) es una magnitud que se indica en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica (ver Ecuación 2). Este coeficiente es en gran medida independiente de la orientación de una instalación fotovoltaica y de la irradiación solar que incide sobre ella. Las instalaciones fotovoltaicas eficientes alcanzan un coeficiente de rendimiento de hasta el 80 %, sin embargo durante la operación de una planta fotovoltaica siempre se producen pérdidas energéticas, como ser térmicas o pérdidas por cableado (SMA Solar Technology AG).

$$\text{Coeficiente de rendimiento } [\%] = \frac{\text{Rendimiento real leído de la instalación } \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right]}{\text{Rendimiento nominal calculado de la instalación } \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right]}$$

Ecuación 4 - Coeficiente de rendimiento (PR)

Fuente: (SMA Solar Technology AG)

Donde:

- 1) El rendimiento real de la instalación se lee al final del año en el contador de inyección.
- 2) El rendimiento nominal de la instalación se calcula multiplicando la irradiación anual incidente sobre la superficie del generador fotovoltaico por el rendimiento de los módulos FV instalados.

3.3.2.5 Irradiancia e irradiación

La irradiancia es una medida de la potencia solar incidente por unidad de superficie, que cuantifica la intensidad de la radiación y se mide en W/m^2 . La irradiación es la energía solar que recibe una unidad de superficie en un tiempo determinado. Es decir, se obtiene integrando las irradiancias que se presentan durante el periodo de tiempo considerado. Los datos de irradiación solar horaria son útiles porque permiten estimar la generación de energía fotovoltaica, hora a hora, a lo largo de cualquier día del año (Serrano, 2016).

3.3.3 VARIABLES FINANCIERAS

Las variables financieras consideradas en esta investigación para evaluar la viabilidad de un sistema fotovoltaico de autoconsumo se describen a continuación.

3.3.3.1 Costo de capital

El costo de capital de un sistema fotovoltaico, también conocido como el costo total de instalación, es la inversión inicial requerida para poner en operación una instalación fotovoltaica. Aquí se incluyen los costos de los módulos FV, los inversores y el equilibrio del sistema (*Balance of System*, también llamado BOS por sus siglas en inglés), el cual abarca todos los demás componentes y costos de un sistema fotovoltaico.

3.3.3.2 Costo específico de capital

El costo específico de capital, también conocido como costo de instalación unitario, es el costo por unidad de potencia DC instalada, y se expresa en unidades monetarias por kilovatio pico instalado [\$/kWp]. Se calcula dividiendo el costo de capital del sistema FV entre la capacidad nominal DC.

3.3.3.3 Costo nivelado de la electricidad (LCOE)

El costo nivelado de la electricidad se puede definir como el valor actual del precio de la energía eléctrica producida, teniendo en cuenta la vida económica de la planta y los costos incurridos en la construcción, operación y mantenimiento (O&M), y los costos de combustible. Generalmente es expresado en unidades monetarias por kilovatio hora [\$/kWh] (Ragheb, 2017).

El costo del combustible es cero en la generación de energía fotovoltaica. Esto da como resultado la Ecuación 3 para el LCOE en la generación de energía fotovoltaica:

$$LCOE_{Solar} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Ecuación 5 - LCOE solar fotovoltaico

Fuente: (Hernández-Moro & Martínez-Duart, 2013)

Donde:

I_0 : Costo de capital de la instalación fotovoltaica [\\$].

A_t : Costos anuales que incluyen los costos de operación y mantenimiento y los costos de seguros [\\$].

E_t : Producción anual de energía fotovoltaica [kWh].

i : Tasa de descuento [%].

N : Vida útil del proyecto [años].

3.3.3.4 Coste actual neto (NPC)

El coste actual neto (*Net Present Cost*, también llamado NPC por sus siglas en inglés), o costo del ciclo de vida, de un sistema fotovoltaico es el valor actual de todos los costes en los que incurre el sistema a lo largo de su vida útil, menos el valor actual de todos los ingresos que obtiene a lo largo de su vida útil.

Los costos incluyen el costo de capital, los costos de reemplazo, los costos de operación y mantenimiento y los costos de compra de energía de la red. Los ingresos incluyen el valor de recuperación y los ingresos por ventas en red.

El NPC se calcula sumando el total de flujos de efectivo descontados en cada año de la vida útil del proyecto (HOMER Energy LLC, 2020).

3.3.4 GLOBAL SOLAR ATLAS

Global Solar Atlas es una herramienta en línea que proporciona una visión general del potencial de energía solar para un sitio o región. También cuenta con una calculadora de rendimiento fotovoltaico que permite calcular el rendimiento de energía a largo plazo para un sistema fotovoltaico. Las estimaciones de rendimiento energético se proporcionan como perfiles de 12x24 (mes x hora) y permiten comprender la variabilidad estacional e intradía de la producción fotovoltaica (World Bank Group, 2020). Esta herramienta fue utilizada para obtener los datos de irradiación solar horarios de San Pedro Sula, Honduras.

3.3.5 LABVIEW

Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench (LabVIEW por sus siglas en inglés) es un software de ingeniería de sistemas que requiere pruebas, medidas y control con acceso rápido a hardware e información de datos (National Instruments , 2020). LabVIEW es una herramienta gráfica de programación, cuya interfaz gráfica permite una mejor interacción con el usuario final.

3.3.6 HOMER GRID

HOMER Grid combina la información de ingeniería y economía en un modelo integral. Realiza rápidamente cálculos complejos para comparar múltiples componentes y resultados de diseño, identificar puntos en los que las diferentes tecnologías se vuelven rentables y considerar varias opciones para minimizar el riesgo del proyecto y reducir los gastos de energía (HOMER Energy LLC, 2020).

IV. METODOLOGÍA

En esta sección se determina la metodología utilizada en la investigación. Esta involucra el alcance de la misma, tipo de enfoque, método, diseño, técnicas e instrumentos que fueron necesarios para llevar a cabo el estudio. Además, se indica de qué forma se analizaron los datos obtenidos de las simulaciones en el programa desarrollado.

4.1 ENFOQUE

El enfoque de esta investigación es cuantitativo, ya que es secuencial y probatorio. Cada etapa precede a la siguiente y no podemos eludir pasos. El orden es riguroso aunque podemos redefinir alguna fase. De las preguntas se establecen hipótesis y se determinan las variables. Luego se traza un plan para probarlas (diseño), donde se miden las variables en un determinado contexto. Por último se analizan las mediciones obtenidas y se extrae una serie de conclusiones respecto de la hipótesis (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014).

Esta investigación tiene un diseño experimental, ya que se modifican los valores de las variables independientes con el objetivo de determinar el efecto que tienen estos cambios sobre la variable dependiente. Además, el alcance es correlacional, ya que tiene como finalidad conocer la relación que existe entre dos variables en una muestra o contexto en particular. En ocasiones sólo se analiza la relación entre dos variables (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014). En la Ilustración 11 se plantea el esquema metodológico de esta investigación.

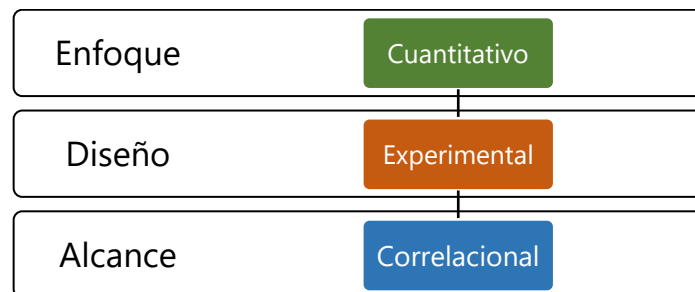


Ilustración 11 - Esquema metodológico de la investigación

Fuente: Elaboración propia

4.2 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio (2014) definen una variable como: “ una propiedad que puede fluctuar y cuya variación es susceptible de medirse u observarse” (p. 105).

A continuación, se indican las variables que se escogieron para desarrollar esta investigación y así obtener los resultados esperados.

4.2.1 VARIABLES DEPENDIENTES

Las variables dependientes están sujetas a los cambios que pueden experimentar las variables independientes, y en esta investigación se consideran las siguientes:

1. Coste actual neto del sistema fotovoltaico
2. Coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución
3. Costo nivelado de la electricidad

Los cambios en las variables intermedias afectan directamente a las variables dependientes. Por esta razón, en las Ilustraciones 12, 13 y 14, se muestran las relaciones existentes entre las variables intermedias y cada una de las tres variables dependientes.

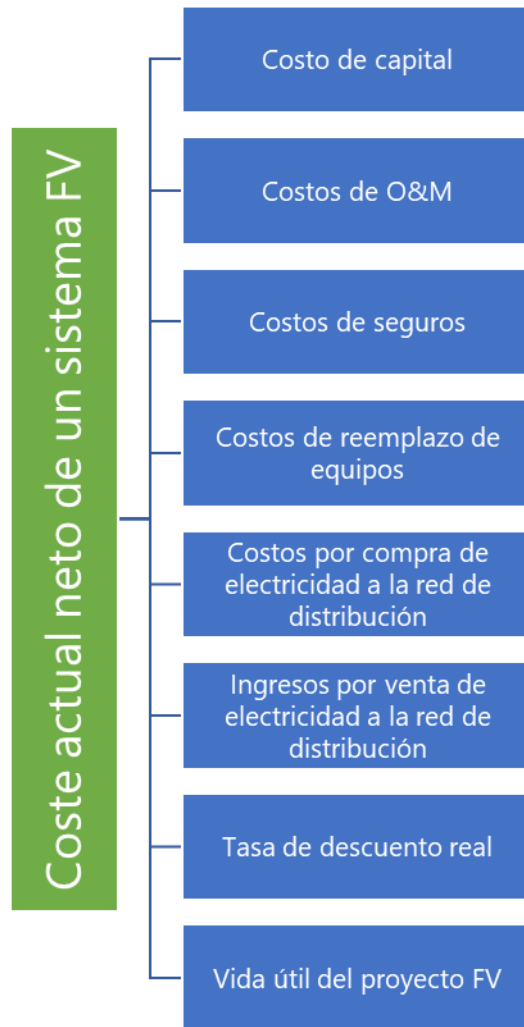


Ilustración 12 - Variables intermedias que afectan el coste actual neto de un sistema FV

Fuente: Elaboración propia

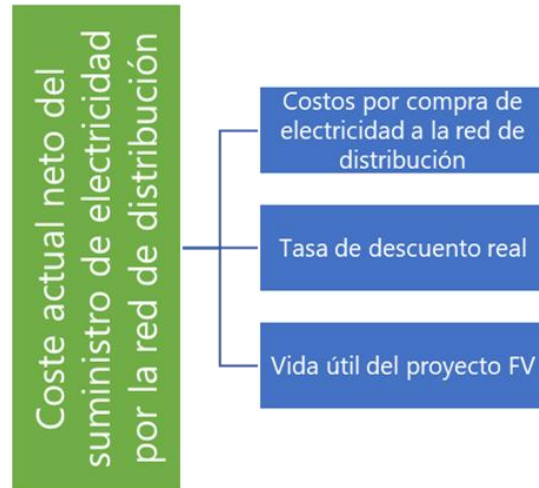


Ilustración 13 - Variables intermedias que afectan el coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución

Fuente: Elaboración propia

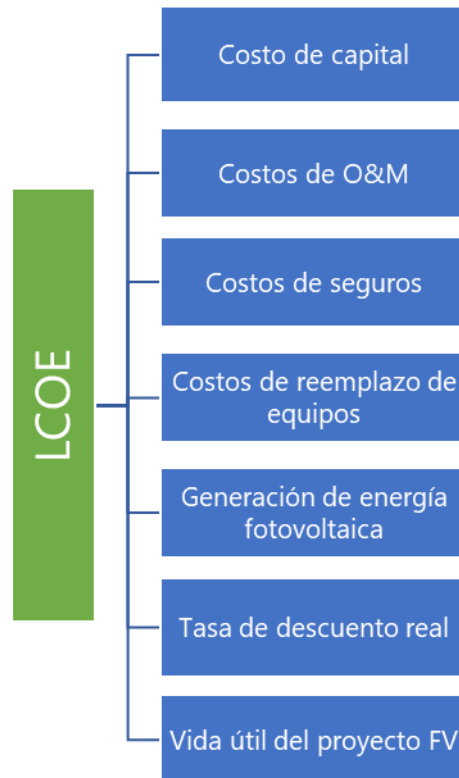


Ilustración 14 - Variables intermedias que afectan el costo nivelado de la electricidad

Fuente: Elaboración propia

4.2.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

Las variables independientes de esta investigación actúan como parámetros de entrada al programa creado. Con ellas es posible calcular las variables intermedias previamente mencionadas. A continuación, se muestran estas variables independientes, las cuales se clasifican en dos categorías: técnicas y financieras (ver Ilustraciones 15 y 16).

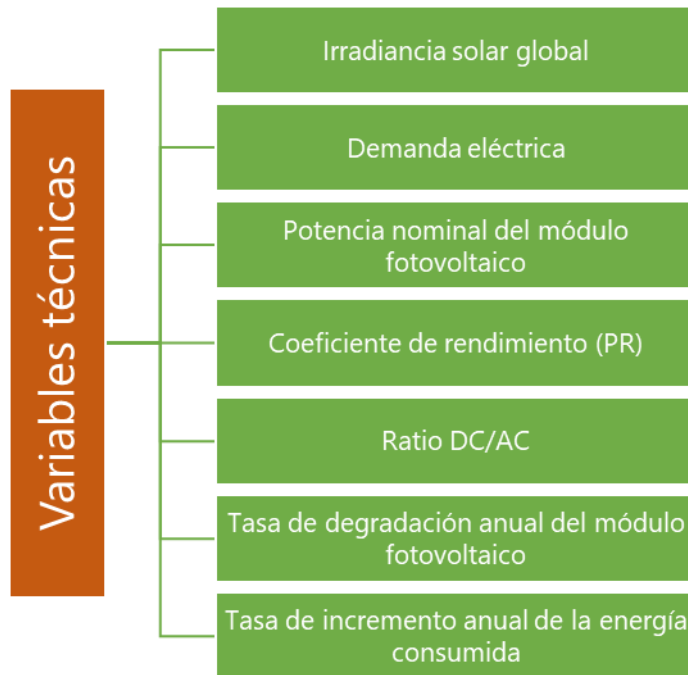


Ilustración 15 - Variables independientes técnicas

Fuente: Elaboración propia

Las variables técnicas de esta investigación son utilizadas para el diseño del sistema fotovoltaico de autoconsumo.

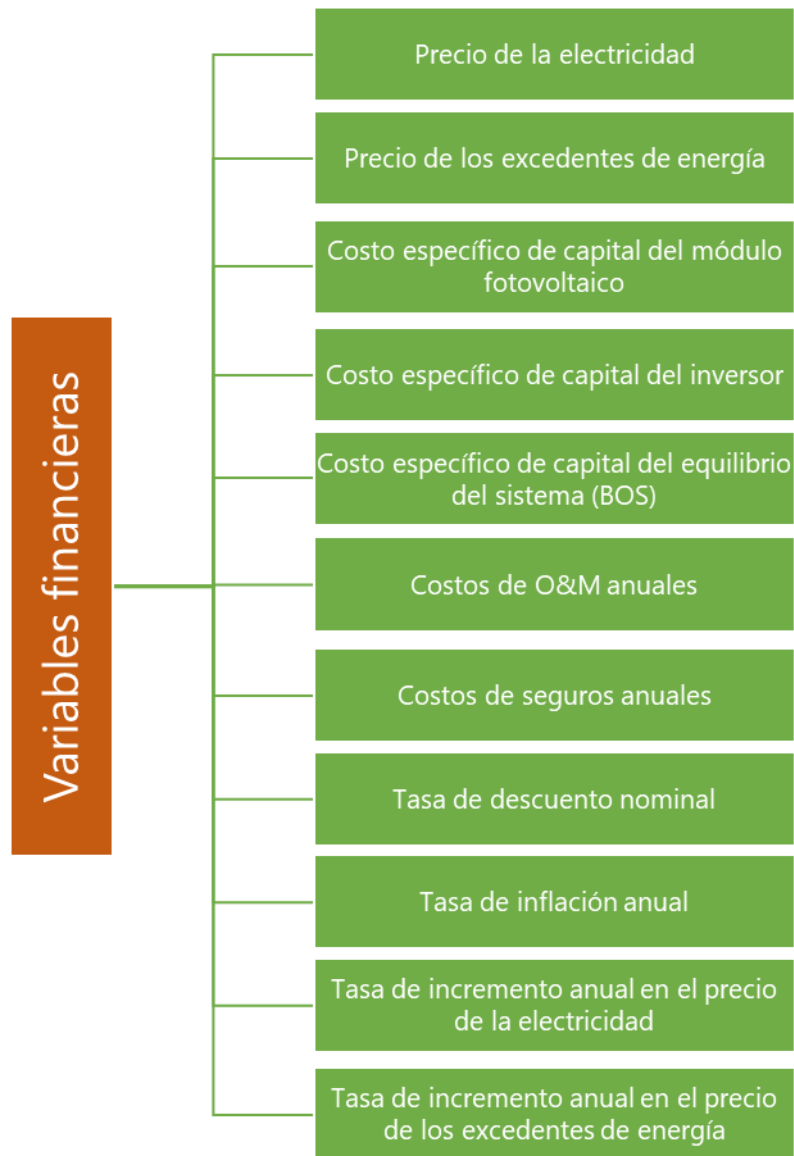


Ilustración 16 - Variables independientes financieras

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, las variables financieras son utilizadas para evaluar la viabilidad de un sistema FV de autoconsumo, así como para calcular los flujos de efectivos descontados para el suministro de electricidad por la red de distribución durante la vida útil del proyecto FV.

4.3 HIPÓTESIS

Este apartado contempla las propuestas de la hipótesis de investigación e hipótesis nula, con el fin de determinar si el programa creado funciona adecuadamente. Para efectos de esta investigación, el programa se aplicó a San Pedro Sula, Honduras.

Hipótesis de investigación (H_i): La optimización de la capacidad nominal DC instalada provoca una disminución en el coste actual neto de un sistema FV de autoconsumo.

Hipótesis nula (H_0): La optimización de la capacidad nominal DC instalada no provoca una disminución en el coste actual neto de un sistema FV de autoconsumo.

4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

A continuación, se exponen las técnicas e instrumentos utilizados para el desarrollo de esta investigación.

4.4.1 TÉCNICAS APLICADAS

En esta investigación se hace uso de la entrevista para recopilar datos cuantitativos. Por otro lado, para la validación de la viabilidad financiera de implementar un sistema fotovoltaico de autoconsumo se utilizan dos técnicas: el costo nivelado de la electricidad y el coste actual neto.

4.4.1.1 Entrevista

Esta técnica es utilizada para obtener ciertos parámetros de entrada al programa como: el costo específico de capital de los módulos fotovoltaicos, de los inversores y del equilibrio del sistema (BOS), ya que dependen de los precios del mercado local.

4.4.1.2 Costo nivelado de la electricidad

El LCOE es uno de los valores finales obtenidos al ejecutar el programa desarrollado y representa el costo de producción de la electricidad generada por el sistema fotovoltaico. Se evalúa de la siguiente manera: si el LCOE es menor al precio de la electricidad establecido por la red de distribución local, la instalación fotovoltaica es viable financieramente. En cambio, si el LCOE es mayor, el proyecto no deberá ejecutarse.

4.4.1.3 Coste actual neto

En cada simulación realizada por el programa, se entregan dos valores de coste actual neto: el NPC mínimo del sistema FV de autoconsumo, y el NPC de suministro de electricidad por la red de distribución. Entonces, si el NPC mínimo del sistema FV de autoconsumo es menor al NPC de suministro de electricidad por la red de distribución local, la instalación fotovoltaica es viable financieramente. Caso contrario, el proyecto no deberá ejecutarse.

La capacidad nominal DC óptima se elige en función del valor mínimo del NPC del sistema FV de autoconsumo. Por esta razón, el NPC es la técnica más importante aplicada en esta investigación.

4.4.2 INSTRUMENTOS

Un instrumento es un recurso que utiliza el investigador para registrar información o datos sobre las variables (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014).

4.4.2.1 Registrador trifásico de consumo eléctrico Fluke 1730

El registrador trifásico de consumo eléctrico Fluke 1730 es el instrumento con el cual se obtuvieron las mediciones de potencia activa, en intervalos de 5 minutos, durante una semana completa en las dos viviendas evaluadas. Sin embargo, se hicieron promedios por hora, ya que el programa creado necesita 8,760 valores de potencia (por la cantidad de horas en un año). Además, debido a que se midió el consumo eléctrico solo por una semana, estos datos fueron replicados hasta completar un año entero para elaborar un perfil de carga horario anual. En los Anexos 4 y 5 se puede ver la precisión y las especificaciones generales de este instrumento.

4.4.2.2 Global Solar Atlas v2.2

Este instrumento en línea fue esencial para obtener los datos de irradiancia global horaria en la ciudad de San Pedro Sula, Honduras. Para cada mes del año se proporcionaban promedios por hora, y con estos valores fue posible crear un perfil anual, el cual contiene también 8,760 datos.

4.4.2.3 Microsoft Office Excel 2016

Microsoft Excel se utilizó para ordenar los datos de la irradiancia solar horaria y potencia eléctrica, y así completar los perfiles anuales. Luego estos datos fueron exportados a un archivo de texto

para su posterior uso en el programa desarrollado. Las tablas y gráficos expuestos en esta investigación también fueron elaborados con este programa.

4.4.2.4 LabVIEW 2017

LabVIEW cuenta con una interfaz gráfica que facilita su uso, por esta razón fue escogido como el instrumento principal para desarrollar el algoritmo que dio solución al problema planteado en esta investigación. Fue empleado primordialmente para simular los distintos escenarios posibles del coste actual neto de un sistema fotovoltaico en función de los parámetros de entrada definidos anteriormente.

4.4.2.5 HOMER Grid 1.7

Este instrumento fue utilizado para validar los datos de salida obtenidos por el programa creado con LabVIEW. Específicamente para comprobar que el coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución era el mismo valor en ambos programas.

4.5 POBLACIÓN Y MUESTRA

Los datos de esta investigación se obtendrán de la ciudad de San Pedro Sula, Honduras. El estudio se enfoca en esta población debido a los valores altos de irradiación solar disponibles en la zona para la generación de energía fotovoltaica. La muestra escogida para recopilar los datos y probar la hipótesis es el sector residencial de San Pedro Sula. Se trata de una muestra no probabilística, ya que se escogió por conveniencia en función del tiempo disponible para realizar el estudio.

4.6 METODOLOGÍA DE ESTUDIO

Para la descripción metodológica de esta investigación, se incluyen todas las actividades y demás estrategias metodológicas utilizadas para responder a los objetivos específicos. Por último, se indica de qué forma se analizarán los datos obtenidos.

4.6.1 VARIABLES TÉCNICAS Y FINANCIERAS

Para optimizar la capacidad nominal DC de un sistema fotovoltaico de autoconsumo, primero hay que indicar las variables técnicas y financieras que se van a utilizar. En la Tabla 1 se resumen todas

estas variables con sus respectivas unidades que actuaran como parámetros de entrada al programa, tal como se mencionó previamente.

Tabla 1 - Parámetros de entrada del programa

Técnicos	Unidades
Irradiancia global anual horaria incidente en el plano del arreglo solar fotovoltaico	[kW/m ²]
Demanda eléctrica horaria (perfil de carga anual)	[kW]
Potencia nominal del módulo fotovoltaico	[W]
Coefficiente de rendimiento (PR)	[-]
Ratio DC/AC	[-]
Tasa de degradación anual del módulo fotovoltaico	[%]
Tasa de incremento anual de la energía consumida	[%]
Financieros	Unidades
Precio de la electricidad en el año de inicio del proyecto	[\$/kWh]
Precio de los excedentes de energía	[\$/kWh]
Costo específico de capital del módulo fotovoltaico	[\$/Wp]
Costo específico de capital del inversor	[\$/W]
Costo específico de capital del equilibrio del sistema (BOS)	[\$/W]
Costos de O&M anuales	[\$/kW]
Costos de seguros anuales (% del costo de capital)	[%]
Tasa de descuento nominal	[%]
Tasa de inflación anual	[%]
Tasa de incremento anual en el precio de la electricidad	[%]
Tasa de incremento anual en el precio de los excedentes de energía	[%]

Fuente: Elaboración propia

La importancia de contar con parámetros de entrada variables es que el usuario puede manipularlos a su conveniencia, asignándoles valores según su criterio de diseño. Esto con el fin de realizar varias simulaciones, en las cuales los valores de salida cada vez serán distintos.

Los parámetros de entrada sirven para calcular las variables intermedias. En la Tabla 2 se pueden observar todos los parámetros calculados por el programa.

Tabla 2 - Parámetros calculados por el programa

Técnicos	Unidades
Irradiación global anual horaria incidente en el plano del arreglo solar fotovoltaico	[kWh/m ²]
Energía anual consumida por la vivienda	[kWh]
Consumo promedio diario de electricidad	[kWh]
Energía fotovoltaica generada	[kWh]
Energía fotovoltaica consumida por la carga (vivienda)	[kWh]
Excedentes de energía fotovoltaica inyectados a la red de distribución	[kWh]
Electricidad suministrada por la red de distribución	[kWh]
Capacidad nominal DC del sistema fotovoltaico	[kW]
Potencia demandada promedio anual	[kW]
Financieros	Unidades
Costo específico de capital del sistema fotovoltaico	[\$/Wp]
Costo de capital del sistema fotovoltaico	[\$]
Costos de O&M	[\$]
Costos de reemplazo	[\$]
Costos de seguros	[\$]
Costo de capital distribuido	[\$]
Electricidad comprada a la red de distribución	[\$]
Electricidad vendida a la red de distribución	[\$]
Tasa de descuento real anual	[%]
Factor de descuento real	[-]
Factor de recuperación de capital	[-]
Factor de incremento anual en el precio de la electricidad	[-]
Factor de incremento anual en el precio de los excedentes de energía	[-]

Fuente: Elaboración propia

Por último, se muestran los parámetros de salida en la Tabla 3. Estos incluyen las variables dependientes así como otros indicadores que se consideran importantes para esta investigación.

Tabla 3 - Parámetros de salida del programa

Técnicos	Unidades
Capacidad nominal DC óptima	[W]
Índice de autoconsumo con la capacidad nominal DC óptima	[-]
Índice de autosuficiencia con la capacidad nominal DC óptima	[-]
Financieros	Unidades
LCOE del sistema fotovoltaico con la capacidad nominal DC óptima	[\$/kWh]
Coste actual neto mínimo del sistema fotovoltaico	[\$]
Coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución	[\$]

Fuente: Elaboración propia

4.6.2 MODELO DE OPTIMIZACIÓN

Un modelo de optimización matemática consiste en una función objetivo y un conjunto de restricciones en la forma de un sistema de ecuaciones o inecuaciones. Los modelos de optimización son usados en casi todas las áreas de toma de decisiones, como en ingeniería de diseño y selección de carteras financieras de inversión (Arsham, 2014).

La metodología propuesta es resolver un problema de optimización, cuya función objetivo minimiza el coste actual neto de un sistema fotovoltaico de autoconsumo (ver Ecuación 6).

$$\min NPC = I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{O\&M_t + S_t + R_t}{(1+i)^t} + \left(\sum_{t=1}^N \frac{\rho_{Red_t} \cdot E_{Red_t}}{(1+i)^t} \right) \cdot (1+r\rho_{Red})^t - \left(\sum_{t=1}^N \frac{\rho_{Exc_t} \cdot E_{Exc_t}}{(1+i)^t} \right) \cdot (1+r\rho_{Exc})^t$$

Ecuación 6 – Función objetivo

Fuente: Elaboración propia basado en (Jiménez-Castillo, Muñoz-Rodríguez, Rus-Casas, & Talavera, 2019)

Sujeto a:

$$\begin{aligned} O\&M_t, S_t, R_t, \rho_{Red_t}, \rho_{Exc_t}, E_{Red_t}, E_{Exc_t} &\geq 0; t = 1, 2, \dots, N \\ I_0, r\rho_{Red}, r\rho_{Exc}, i &\geq 0 \\ N &= 25 \end{aligned}$$

Donde:

I_0 : Costo de capital de la instalación fotovoltaica [\\$].

$O\&M_t$: Costos de operación y mantenimiento anuales [\\$].

S_t : Costos de seguros anuales [\\$].

R_t : Costos de reemplazo anuales [\\$].

ρ_{Red_t} : Precio de la electricidad [\$/kWh].

ρ_{Exc_t} : Precio de los excedentes de energía inyectados a la red de distribución [\$/kWh].

E_{Red_t} : Energía anual suministrada por la red de distribución [kWh/año].

E_{Exc_t} : Excedentes de energía inyectados a la red de distribución [kWh/año].

$r\rho_{Red}$: Tasa de incremento anual en el precio de la electricidad [%].

$r\rho_{Exc\text{ }FV}$: Tasa de incremento anual en el precio de los excedentes de energía inyectados a la red de distribución [%].

i : Tasa de descuento real anual [%].

N : Vida útil del proyecto [años].

La tasa de descuento real anual se utiliza para calcular los factores de descuento y los costes anuales a partir de los costes actuales netos. HOMER calcula la tasa de descuento real anual (también llamada tasa de interés real) a partir de la Ecuación 7 (HOMER Energy LLC, 2020).

$$i = \frac{i' - f}{1 + f}$$

Ecuación 7 - Tasa de descuento real anual

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020)

Donde:

i : Tasa de descuento real anual [%].

i' : Tasa de descuento nominal [%].

f : Tasa de inflación anual esperada [%].

4.6.3 APLICACIÓN DESARROLLADA CON LABVIEW

Para calcular el coste actual neto de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en función de su capacidad nominal DC, fue desarrollada una aplicación con LabVIEW. El NPC de un sistema fotovoltaico se calcula sumando el total de flujos de efectivo descontados en cada año de la vida útil del proyecto. Entonces, dentro de la aplicación se creó un arreglo bidimensional para almacenar los datos generados en ciclos, en donde cada iteración de un ciclo produce un elemento del arreglo. Estos datos corresponden a los parámetros calculados que se muestran en la Tabla 2 de la sección 4.6.1. La primera dimensión del arreglo representa el número de iteraciones realizadas en una simulación y depende de los datos ingresados por el usuario. En cambio, la segunda dimensión es un valor fijo, ya que representa la vida útil del proyecto. Para este programa se consideran 25 años en todas las simulaciones.

Las ecuaciones utilizadas para calcular los elementos del arreglo bidimensional y posteriormente realizar los flujos de efectivo descontados, se muestran a continuación.

La energía fotovoltaica generada ($E_{FVgen\pi}$) se calcula para cada intervalo de medición según la Ecuación 8.

$$E_{FVgen\pi} = P_0 \cdot PR \cdot \frac{H_{inc}}{G_{STC}}$$

Ecuación 8 - Energía fotovoltaica generada

Fuente: (IEC, 2017)

Donde:

P_0 : Capacidad nominal DC del sistema fotovoltaico [kW].

PR : Coeficiente de rendimiento [-].

H_{inc} : Irradiación global horaria incidente en el plano del arreglo solar fotovoltaico [kWh/m²].

G_{STC} : Irradiancia global en condiciones estándar de prueba [1 kW/m²].

π : Intervalo de medición [1 h].

La energía fotovoltaica consumida por la carga ($E_{FVcon\pi}$) puede tomar el valor de la demanda eléctrica o de la energía fotovoltaica generada, según las condiciones de la Ecuación 9.

$$E_{FVcon\pi} = \begin{cases} E_{FVgen\pi}, & D_{\pi} \geq E_{FVgen\pi} \\ D_{\pi}, & D_{\pi} < E_{FVgen\pi} \end{cases}$$

Ecuación 9 - Energía fotovoltaica consumida por la carga

Fuente: (Jiménez-Castillo, Muñoz-Rodríguez, Rus-Casas, & Talavera, 2019)

Donde:

D_{π} : Demanda eléctrica horaria [kW]

Los excedentes de energía inyectados a la red de distribución son el resultado de restar la energía fotovoltaica consumida por la carga a la energía fotovoltaica generada.

Por último, la energía anual suministrada por la red de distribución es también una resta de la energía fotovoltaica consumida por la carga a la energía anual consumida por la vivienda.

4.6.4 CURVAS DE AUTOCONSUMO, AUTOSUFICIENCIA Y COSTE ACTUAL NETO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EN FUNCIÓN DE SU CAPACIDAD NOMINAL DC

Para visualizar los datos gráficamente en el panel frontal de la aplicación desarrollada con LabVIEW, se añadió una gráfica de forma de onda. Esta permite trazar múltiples curvas en una sola gráfica. Los índices de autoconsumo y autosuficiencia se calculan para cada valor de la capacidad nominal DC evaluada en cada simulación del programa, con las Ecuaciones 1 y 2 de la sección 3.2.2, respectivamente. De la misma forma, el coste actual neto del sistema fotovoltaico se calcula para cada escenario en función de la capacidad nominal DC con la Ecuación 6 de la sección 4.6.2.

Los elementos de un arreglo en LabVIEW son ordenados mediante índices, así se puede ubicar fácilmente cualquier elemento en particular. El índice está basado en cero, lo cual significa que está en el rango de 0 a $k - 1$, donde k es el número de los elementos en el arreglo.

Mediante la función *Array Max & Min*, la cual toma como entrada un arreglo (en este caso el de coste actual neto del sistema fotovoltaico), fue posible obtener el valor mínimo del NPC, así como su índice. Este índice sirvió de entrada a un nodo de propiedad de la gráfica llamado *Cursor.PosX*. Esto con el fin de agregar un cursor automático, el cual al ejecutar el programa, se ubica en la posición x del valor mínimo del NPC del sistema fotovoltaico.

Este cursor básicamente es una recta vertical, cuya ecuación es: $x = \text{capacidad nominal DC óptima del sistema FV}$. Por lo tanto, esta recta también interseca valores de los índices de autoconsumo y de autosuficiencia, que son considerados parámetros de salida del programa.

Por último, también se agregó una gráfica de la curva promedio de carga diaria. La cual grafica el valor promedio de la demanda eléctrica [kW] para las 24 horas del día, durante el año completo.

4.6.5 SIMULACIONES

Una de las grandes ventajas que ofrece LabVIEW es que podemos crear un instalador de la aplicación previamente desarrollada, lo cual nos permitirá ejecutar dicha aplicación en computadoras que no tengan instalado LabVIEW. Al crear este instalador, LabVIEW agrega todos los elementos que la aplicación necesitará para ser ejecutada.

La comprobación de la hipótesis representa uno de los principales objetivos en una investigación científica. Por esta razón, se procedió a realizar una serie de simulaciones con el programa creado, con el fin de ilustrar el funcionamiento adecuado del mismo.

4.6.5.1 Parámetros de entrada y consideraciones básicas

Para comprobar la hipótesis de esta investigación, se consideraron tres escenarios, los cuales se describen a continuación.

1. Escenario A, donde los excedentes de energía inyectados a la red de distribución no son remunerados, es decir, no existe un marco legal y regulatorio establecido que defina cómo manejar dichos excedentes.
2. Escenario B, donde los excedentes de energía inyectados a la red de distribución son compensados por el operador de la red en función de los precios del mercado mayorista (facturación neta).
3. Escenario C, donde los excedentes de energía inyectados a la red de distribución son reconocidos por el operador de la red como créditos de energía a favor del usuario autoprodutor (balance neto). Dichos créditos estarán disponibles hasta ser agotados contra el consumo del usuario.

El primer escenario se consideró como el caso base, ya que existe un valor determinado para el NPC de un sistema FV. Los escenarios B y C en cambio, simulan una disminución en el NPC del sistema FV, ya que disminuyen los costos de compra de electricidad a la red de distribución mediante los ingresos obtenidos por venta de electricidad. De esta manera se comprobó la hipótesis planteada.

Cada escenario se evaluó utilizando los datos de consumo de electricidad de dos viviendas ubicadas en San Pedro Sula, Honduras. Sin embargo, cabe destacar que el programa creado se puede aplicar para cualquier ciudad del mundo si se cuenta con los datos de consumo eléctrico y de irradiación solar del lugar.

En la primera vivienda reside una familia de 4 personas y su consumo promedio diario es de 37.14 kWh. El consumo se da mayoritariamente por las noches, tal como se puede observar en su curva de carga o de demanda, mostrada en la Ilustración 17.

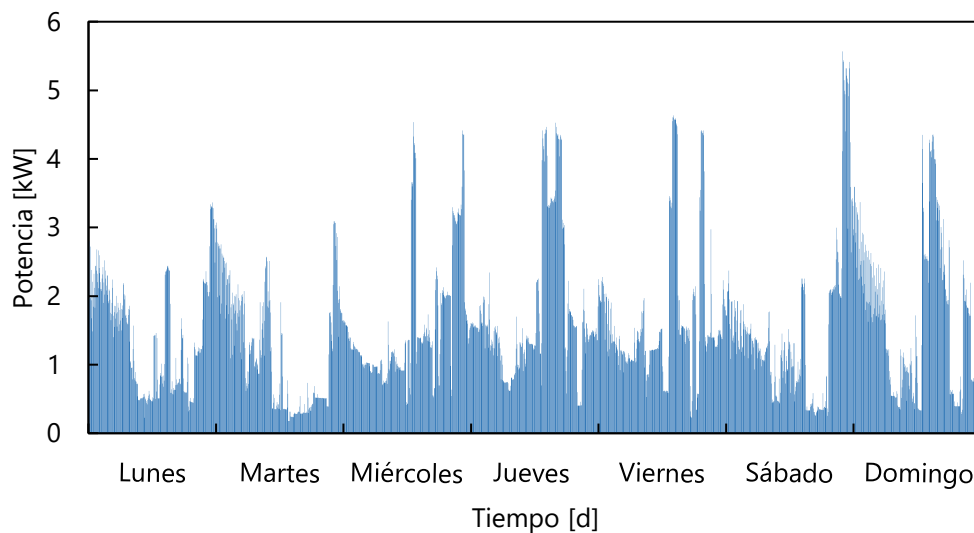


Ilustración 17 - Perfil de carga semanal medido en la vivienda 1

Fuente: Elaboración propia

En la segunda vivienda reside una familia de 6 personas y su consumo diario promedio es de 52.4 kWh. En su curva de demanda (ver Ilustración 18), se puede observar que de lunes a viernes, su consumo es muy similar. Esto se debe a que en esta vivienda, opera una oficina con un horario laboral regular.

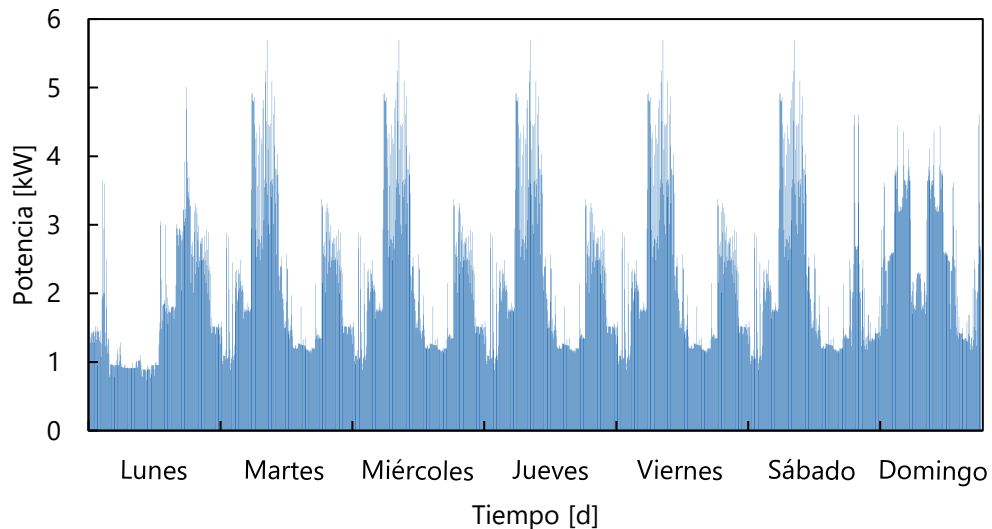


Ilustración 18 - Perfil de carga semanal medido en la vivienda 2

Fuente: Elaboración propia

Las mediciones del consumo eléctrico se hicieron en intervalos de 5 minutos, durante una semana completa. Sin embargo, los datos de irradiancia solar obtenidos son valores horarios, por esta razón se ajustaron los valores de demanda a promedios horarios.

Antes de proceder con las simulaciones se asignaron valores a los parámetros de entrada. Ciertas consideraciones básicas fueron hechas para algunos de estos parámetros, las cuales se discuten a continuación:

1. La potencia nominal del módulo fotovoltaico fue fijada en 1 W, ya que este valor permite que el programa ejecute la mayor cantidad de iteraciones posibles (10,000) en una sola simulación.
2. El coeficiente de rendimiento suele oscilar entre 0.70 y 0.80 para sistemas fotovoltaicos convencionales (Jiménez-Castillo, Muñoz-Rodríguez, Rus-Casas, & Talavera, 2019). En esta investigación se considera un PR de 0.75.
3. El ratio DC/AC para un sistema FV residencial en San Pedro Sula, suele estar entre 1.1 y 1.3, según los expertos entrevistados. Por eso se escogió un valor de 1.2 para estas simulaciones.
4. La tasa de degradación de un módulo fotovoltaico tiene un valor medio de 0,5% por año, a partir de pruebas de campo publicadas en la literatura, a lo largo de los últimos 40 años (Jordan & Kurtz, 2013).

5. El consumo de electricidad crece 0,6% en el sector residencial como resultado del aumento de la demanda de electrodomésticos, dispositivos y equipos que utilizan electricidad. Por esta razón ese valor se consideró como la tasa de incremento anual de energía consumida (U.S. Energy Information Administration, 2020).
6. En Honduras, el precio de la electricidad actual en el sector residencial es de L. 5.2164 por kilovatio hora (Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, 2019). La tasa de crecimiento trimestral de junio 2016 a enero 2020 fue de 2.88 %, lo que supondría una tasa de incremento anual en el precio de la electricidad de 11.52%. Sin embargo, para este estudio se consideró una tasa de 6 %, el cual representa un valor más conservador.
7. Los excedentes de energía inyectados al sistema de distribución en Honduras todavía no son compensados de ninguna forma, sin embargo para los escenarios B y C, se asumen precios de 0.056 USD y 0.2111 USD/kWh, respectivamente. El precio del escenario B es la remuneración actual por excedentes en Nicaragua y corresponde al 80% del precio más bajo (70 USD/MWh) de la Banda de Referencia aprobada por el Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua (ver Anexo 6 y 7). El precio del escenario C es el equivalente en dólares estadounidenses de la tarifa residencial actual en Honduras, convertidos a una tasa de cambio de L. 24.7160, el día 13 de marzo del 2020 (Banco Central de Honduras, 2020).
8. La tasa de incremento anual en el precio de los excedentes de energía es de 0% para los escenarios A y B, y de 6 % para el escenario C.
9. El costo específico de capital considerado para los módulos fotovoltaicos es 0.35 USD/W; para los inversores, 0.30 USD/W y para el equilibrio del sistema (BOS), 1.05 USD/W. Los costos anuales de O&M son de 12 USD/kW. Estos datos se obtuvieron de entrevistas realizadas a expertos que trabajan en este sector.
10. Los costos anuales de seguros representan el 0.6 % del costo de capital de un sistema FV (Serrano, 2016).
11. Los riesgos financieros, tecnológicos y de precios contribuyen a una mayor tasa de descuento (OECD/IEA, 2015). Debido a esto, se consideró una tasa de descuento nominal de 10 %.
12. Se utilizó la tasa de inflación anual de los Estados Unidos, que es de 2.3 % para los 12 meses terminados en febrero de 2020, puesto que los proyectos se calcularon en moneda

estadounidense (CoinNews Media Group LLC, 2020). Además, se espera que a largo plazo, hasta 2024, la inflación del índice de precios al consumidor (IPC) en los Estados Unidos se situó en torno a 2,3% (Knoema, 2019).

En la Tabla 4 se resumen todos los valores de los parámetros comunes para los tres escenarios; en cambio, en la Tabla 5 se muestran los valores de parámetros que son específicos de cada escenario.

Tabla 4 – Valores de los parámetros comunes para los 3 escenarios

Valores de los parámetros comunes para los 3 escenarios	
Potencia nominal del módulo fotovoltaico [W]	1
Coefficiente de rendimiento (PR) [-]	0.75
Ratio DC/AC [-]	1.2
Tasa de degradación anual del módulo fotovoltaico [%]	0.5
Tasa de incremento anual de energía consumida [%]	0.6
Precio de la electricidad [\$/kWh]	0.2111
Costo específico de capital del módulo fotovoltaico [\$/W]	0.35
Costo específico de capital del inversor [\$/W]	0.3
Costo específico de capital del equilibrio del sistema (BOS) [\$/W]	1.05
Costos de O&M anuales [\$/kW]	12
Costos de seguros anuales (% del costo de capital) [%]	0.6
Tasa de descuento nominal [%]	10
Tasa de inflación anual [%]	2.3
Tasa de incremento anual en el precio de la electricidad [%]	6

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5 – Valores de parámetros específicos de cada escenario

Parámetros específicos	A	B	C
Precio de los excedentes de energía [\$/kWh]	0	0.056	0.2111
Tasa de incremento anual en el precio de los excedentes de energía [%]	0	0	6

Fuente: Elaboración propia

Con estos datos de entrada el programa proporciona las curvas del coste actual neto del sistema FV, de autoconsumo y de autosuficiencia. Todas en función de la capacidad nominal DC, en intervalos de 0.001 kWp hasta llegar a 10 kWp.

4.7 METODOLOGÍA DE VALIDACIÓN

HOMER Grid utiliza el coste actual neto como su criterio principal en la optimización de los componentes de un sistema FV. Estos incluyen la capacidad nominal DC y AC que deberían instalarse. Además permite ingresar costos específicos de capital de los módulos fotovoltaicos, así como de los inversores. De esta manera calcula el costo de capital del sistema FV.

Otra aplicación interesante es que se puede ingresar el precio de la electricidad local, así como un tasa de incremento anual de la misma, para simular el coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución durante la vida útil del proyecto FV. De esta forma compara el caso base, que sería la red de distribución, contra el sistema FV optimizado. Sin embargo el análisis con la tasa de incremento de la tarifa eléctrica solo es posible cuando no se elige la opción de optimizar un componente del sistema, como por ejemplo la capacidad nominal DC.

Esto representa una limitante, porque al comparar el sistema FV optimizado contra el caso base, el costo anual de compra de electricidad a la red solo es descontada con la tasa de descuento real anual y no es considerada esta tasa de incremento de la tarifa mencionada.

Debido a que en esta investigación se necesitaba validar que el programa funcionaba correctamente, se procedió a realizar una simulación en HOMER Grid para cada vivienda evaluada, con el fin de comparar el coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución considerando esta tasa de incremento en la tarifa eléctrica.

La comparación demostró una correspondencia del 99.99 % entre los resultados obtenidos con cada programa. Para la primer vivienda, el NPC del suministro de electricidad por la red de distribución en HOMER era de 60,310.86 USD (ver Anexo 8), y en el programa creado era de 60,310.87 USD (ver Anexo 9). De igual forma para la vivienda 2, HOMER calculó un valor de 85,068.83 USD, mientras que el programa proporcionó el valor de 85,068.82. Lo que demuestra una variación de solamente 0.01 USD en cada una de las viviendas evaluadas.

4.8 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

La Tabla 6 contiene todas las actividades ordenadas cronológicamente que se desarrollaron para la realización del proyecto de investigación.

Tabla 6 - Cronograma de actividades

Actividad	Tiempo [semanas]									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Introducción a la clase	x									
Definición del tema de investigación	x									
Título, introducción y estructura del informe		x								
Planteamiento del problema y objetivos de la investigación		x	x							
Elaboración de marco teórico			x	x						
Desarrollo de metodología de estudio					x	x	x			
Resultados y análisis							x	x	x	
Conclusiones y recomendaciones									x	
Resumen ejecutivo									x	
Informe y presentación										x
Artículo científico										x

Fuente: (Elaboración propia)

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Esta sección contiene el procedimiento utilizado en el desarrollo del programa así como las pruebas realizadas para evaluar su funcionamiento.

5.1 DESARROLLO DEL PROGRAMA

El programa fue desarrollado con el software NI LabVIEW, el cual es un entorno de programación gráfica que utiliza íconos, terminales y cables en lugar de texto. El programa toma como entradas principales dos archivos de texto; un perfil de carga y datos de irradiancia global del lugar, ambos en intervalos de una hora durante un año completo. Estos archivos de texto deberán contener una sola columna con los 8,760 valores expresados en kilovatios y kilovatios por metro cuadrado, respectivamente. Los demás parámetros de entrada del programa se encuentran resumidos en la Tabla 1 de la sección 4.6.1. Ver Anexo 10 para visualizar la pantalla de inicio del programa. Una vez ingresados todos estos datos, se procede a la ejecución del programa mediante el algoritmo desarrollado. En la Ilustración 19, se muestra el diagrama de flujo de dicho algoritmo.

El número de iteraciones (n) que el programa realiza en cada simulación depende de la potencia nominal del módulo fotovoltaico ingresada por el usuario (Ver Ecuación 10).

$$n = \frac{P_{0,final}}{P_{0,inicial}}$$

Ecuación 10 - Cantidad de iteraciones realizadas en cada simulación

Fuente: (Elaboración propia)

Donde:

$P_{0,final}$: Máxima capacidad nominal DC evaluada por el programa [10,000 W], ya que esta investigación está orientada a sistemas FV residenciales.

$P_{0,inicial}$: Potencia nominal del módulo fotovoltaico ingresada al programa [W].

Cabe destacar que esta ecuación es antecedita por la función truncar, la cual convierte un número decimal al siguiente entero más bajo. Por ejemplo, si el usuario ingresa una potencia nominal de 330 W, el número de escenarios será de 30, a pesar de que: $10,000 \text{ W} / 330 \text{ W} = 30.3$.

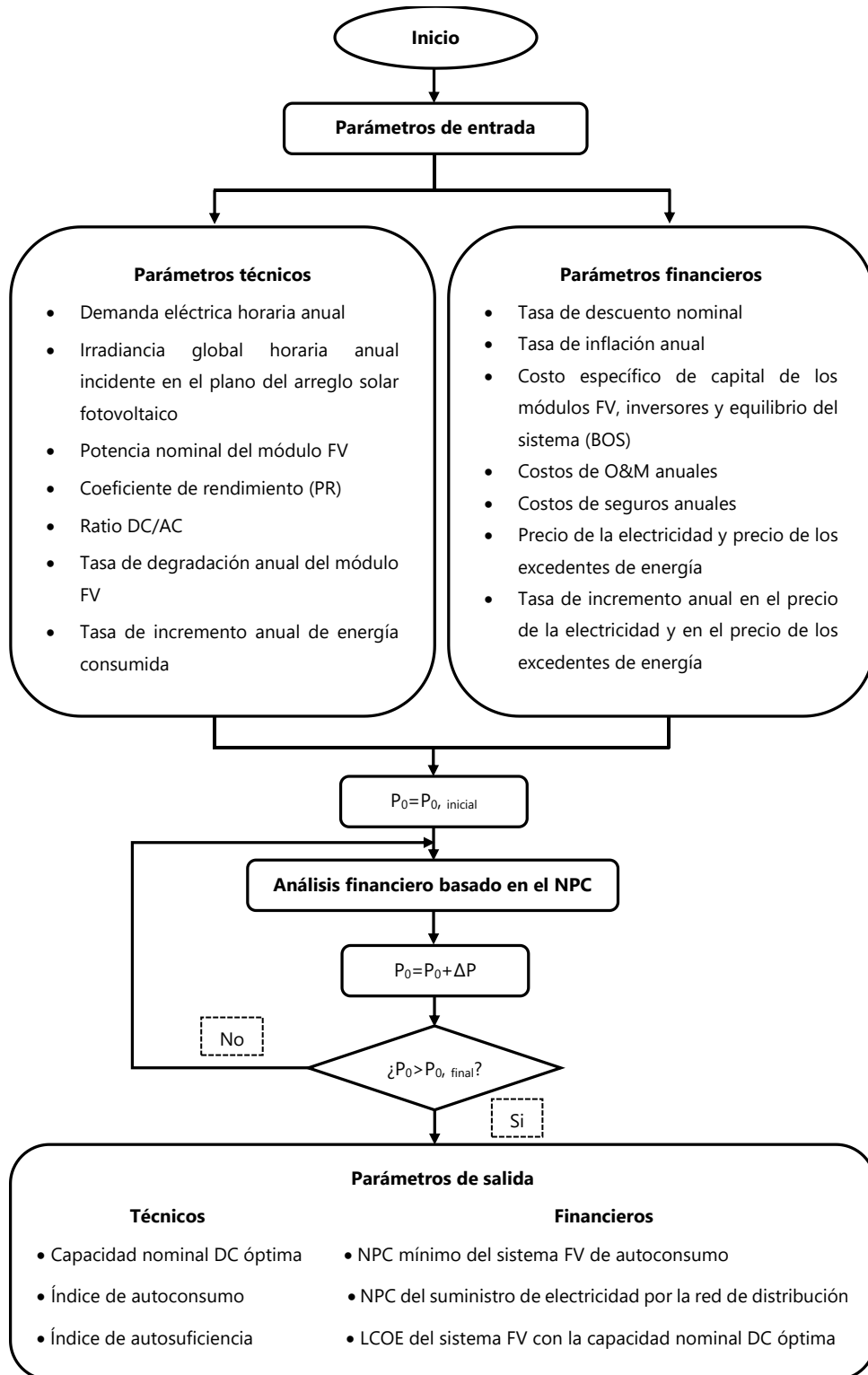


Ilustración 19 - Algoritmo del programa creado con LabVIEW

Fuente: Elaboración propia basado en (Jiménez-Castillo, Muñoz-Rodríguez, Rus-Casas, & Talavera, 2019)

5.2 SIMULACIONES

En esta sección se presentan los datos obtenidos para cada escenario en las simulaciones realizadas con el programa, junto con una interpretación de los resultados. Se graficaron las curvas de autoconsumo (φ_{SC}), autosuficiencia (φ_{SS}) y coste actual neto en función de la capacidad nominal DC para cada escenario. En cada gráfica, solo hay un valor mínimo del coste actual neto de un sistema FV (NPCmin) que proporciona la capacidad nominal DC óptima.

5.2.1 ESCENARIO A: DESPERDICIO DE LOS EXCEDENTES DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Tal como se mencionó previamente, en el escenario A los excedentes de energía inyectados a la red de distribución no son remunerados de ninguna manera.

5.2.1.1 Vivienda 1

En esta vivienda la curva del NPC es una parábola cóncava hacia arriba, cuyo vértice es el criterio utilizado para optimizar la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo. Para este escenario, el NPC mínimo es de 53,735.84 USD, por lo tanto, la capacidad nominal DC óptima es de 3,312 W. A pesar de que los excedentes son desperdiciados, el coste actual neto del sistema FV es considerablemente menor que el NPC del suministro de electricidad por la red de distribución, el cual es de 60,310.87 USD para los tres escenarios. Lo que supondría un ahorro neto de 6,575.03 USD en los 25 años considerados para este primer escenario, si se implementara el sistema FV a esta vivienda.

Por otra parte, la curva de autoconsumo es decreciente a medida que aumenta la capacidad nominal DC. El índice de autoconsumo inicia en su valor máximo (1) y se mantiene en valores muy cercanos en el primer kW, sin embargo luego va disminuyendo hasta llegar a 0.3572. Para esta vivienda, el SCI es de 0.7267 con la capacidad nominal DC óptima.

Al contrario, la curva de autosuficiencia es creciente, ya que al aumentar la capacidad nominal DC, el índice de autosuficiencia también aumenta. Alcanza su valor máximo cuando se evalúa la máxima capacidad nominal DC en el programa (10 kW). Para esta vivienda, el SSI alcanzado con la capacidad nominal DC óptima es de 0.2195. En la Ilustración 20 se muestran las tres curvas descritas anteriormente para la vivienda 1.

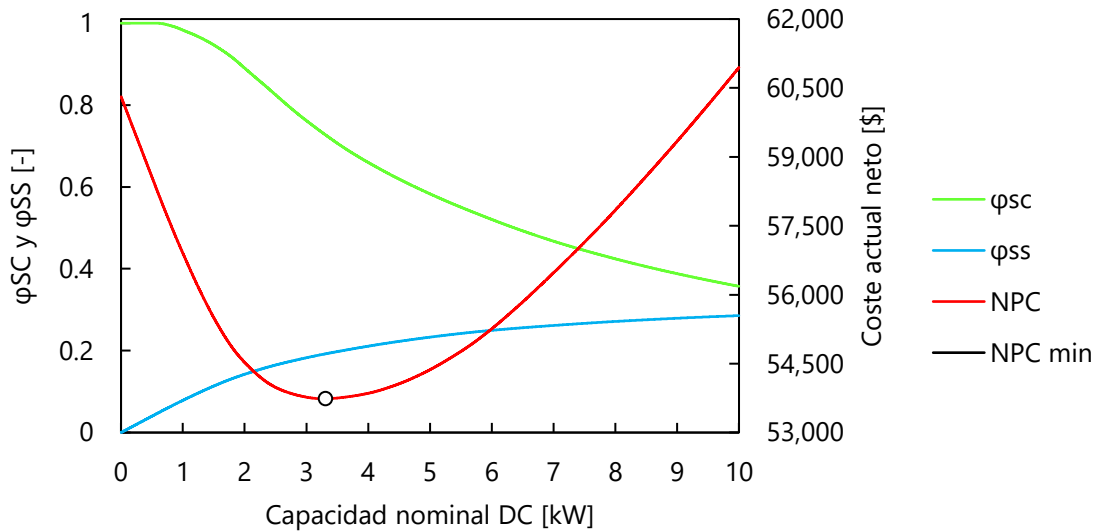


Ilustración 20 – Escenario A. Vivienda #1

Fuente: Elaboración propia

5.2.1.2 Vivienda 2

Al igual que en la vivienda anterior, la curva del NPC es una parábola cóncava hacia arriba, pero su vértice se sitúa más a la derecha y arriba. Esto indica que su NPC mínimo es mayor que en la vivienda 1 y su valor corresponde a 70,760.09 USD, por lo tanto, la capacidad nominal DC óptima es de 7,420 W. El NPC del suministro de electricidad por la red de distribución, es de 85,068.82 USD para los tres escenarios. Lo que supondría un ahorro neto de 14,308.73 USD durante la vida útil del proyecto, si se implementara el sistema FV a esta vivienda.

La curva de autoconsumo también es decreciente a medida que aumenta la capacidad nominal DC. El índice de autoconsumo es aproximadamente igual a la unidad para los primeros 2 kW y va disminuyendo hasta llegar a 0.5949. Para esta vivienda, el SCI es de 0.7164 con la capacidad nominal DC óptima.

La curva de autosuficiencia también se comporta de la misma forma que en la vivienda 1, es creciente en el intervalo considerado. Para esta vivienda, el SSI alcanzado con la capacidad nominal DC óptima es de 0.3437. En la Ilustración 21 se muestran las tres curvas del escenario A para la vivienda 2.

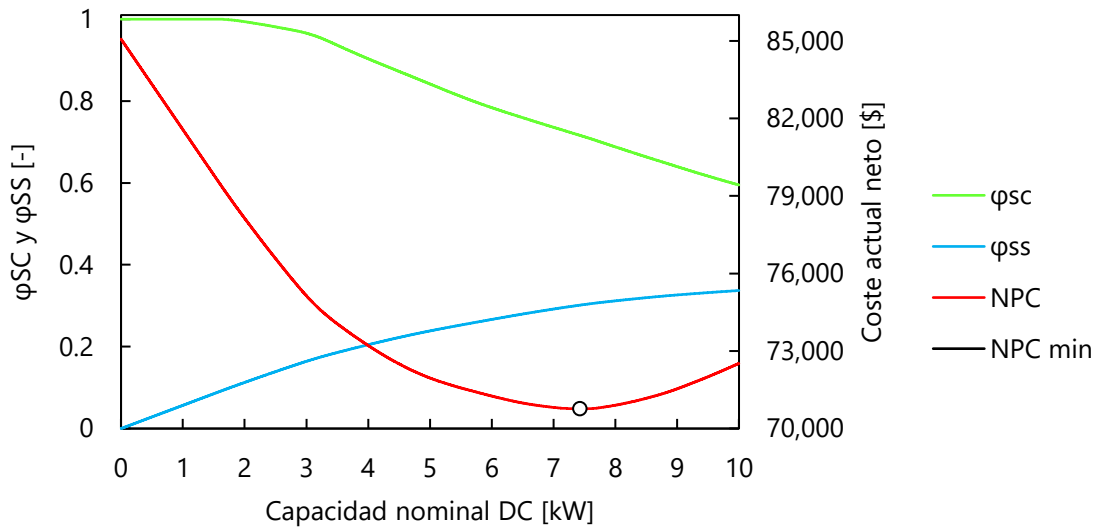


Ilustración 21 - Escenario A. Vivienda #2

Fuente: Elaboración propia

5.2.2 ESCENARIO B: FACTURACIÓN NETA

En este escenario, los excedentes de energía inyectados a la red de distribución son compensados por el operador de la red en función de los precios del mercado mayorista.

5.2.2.1 Vivienda 1

En este escenario la curva del NPC también es una parábola cóncava hacia arriba, pero su vértice se ve desplazado hacia la derecha y un poco hacia abajo. El NPC mínimo en este caso es de 52,604.13 USD y la capacidad nominal DC óptima es de 4,763 W. Tal como se esperaba NPC debería ser menor que en el escenario A, ya que los excedentes de energía si son recompensados a precios del mercado mayorista. Sin embargo, la capacidad nominal DC óptima, aumentó en un 43.81 %, equivalente a 1,451 W más. Lo que sugiere que la remuneración de excedentes FV afecta de una manera significativa la capacidad nominal DC. El ahorro neto subió a 7,706.74 USD en este segundo escenario, esto es, 1,131.71 USD más que en el primero.

Las curvas de autoconsumo y de autosuficiencia se mantienen constantes para los tres escenarios. Sin embargo, el SCI ahora es de 0.5996 con la capacidad nominal DC óptima, por lo que experimentó una disminución del 17.49 % con respecto al escenario A. El SSI alcanzado con la

capacidad nominal DC óptima también cambió y ahora es de 0.2604, incrementando un 18.63 % con respecto al escenario anterior. En la Ilustración 22 se muestran las tres curvas del escenario B para la vivienda 1.

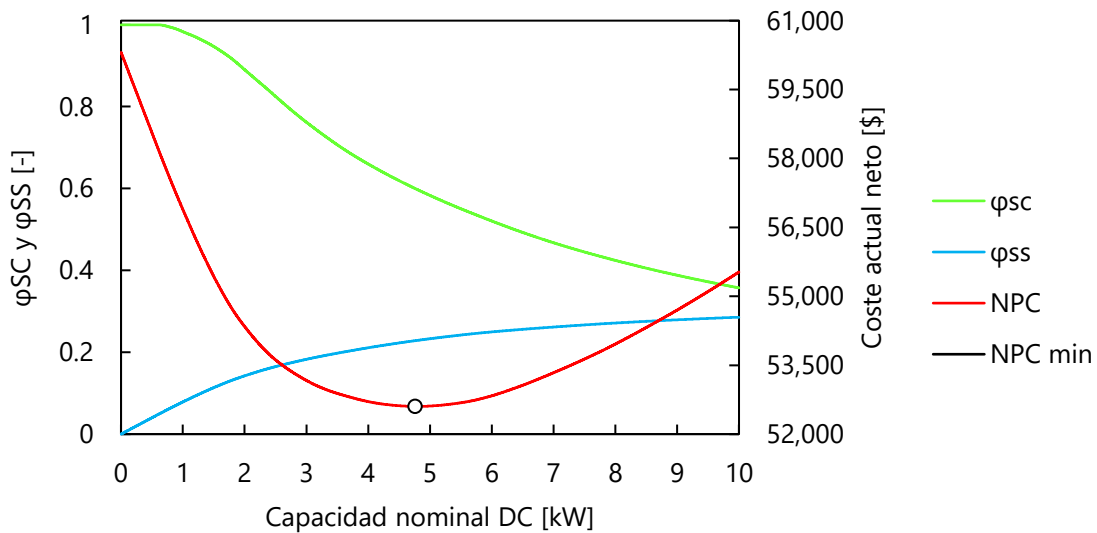


Ilustración 22 - Escenario B. Vivienda #1

Fuente: Elaboración propia

5.2.2.2 Vivienda 2

Al igual que en la vivienda 1, la curva del NPC mantiene su tendencia, pero su vértice se desplaza hacia la derecha y un poco hacia abajo. El NPC mínimo es de 68,760.87 USD y la capacidad nominal DC óptima es de 8,469 W, incrementando su valor en 1,049 W, o sea un 14.14 % mayor. El ahorro neto ahora es de 16,307.95 USD; 1,999.22 USD más que en el escenario anterior.

Las curvas de autoconsumo y de autosuficiencia no experimentan cambios tampoco en esta vivienda con respecto al escenario A. Sin embargo, el SCI ahora es de 0.665 con la capacidad nominal DC óptima, por lo que experimentó una disminución del 7.17 % con respecto al escenario A. El SSI alcanzado con la capacidad nominal DC óptima ahora es de 0.3641, incrementando un 5.94 % con respecto al escenario anterior. En la Ilustración 23 se muestran las tres curvas del escenario B para la vivienda 2.

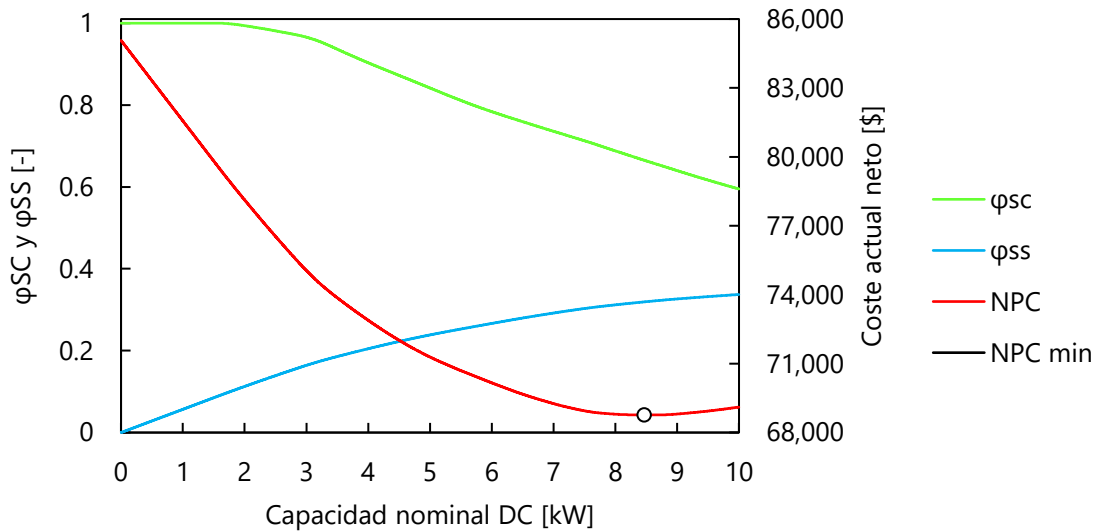


Ilustración 23 - Escenario B. Vivienda #2

Fuente: Elaboración propia

5.2.3 ESCENARIO C: BALANCE NETO

En este último escenario considerado, los excedentes de energía inyectados a la red de distribución son compensados por el operador de la red, como créditos de energía a favor del usuario autoprodutor, hasta ser agotados contra su consumo.

5.2.3.1 Vivienda 1

En esta vivienda el NPC es una recta decreciente y al incluir una línea de tendencia lineal en la gráfica de Excel, se obtuvo la Ecuación 11 con un coeficiente de determinación (R^2) igual a 1.

$$f(x) = -3.50088x + 60,310.87$$

Ecuación 11 - Función lineal del NPC en el escenario C para la vivienda #1

Fuente: Elaboración propia

Para este escenario, el NPC mínimo es de 25,302.07 USD, es decir, un 52.91 % y 51.9 % menos que los escenarios A y B, respectivamente. La capacidad nominal DC óptima es de 10,000 W, la máxima evaluada por el programa. Ya que los excedentes de energía son recompensados en una proporción de 1 a 1 (kWh por kWh), el NPC mínimo es 58.05 % menor que el NPC del suministro

de electricidad por la red de distribución. Lo que supone una diferencia de 35,008.8 USD entre ambos valores.

Las curvas de autoconsumo y de autosuficiencia se mantienen constantes tal como se mencionó anteriormente, sin embargo ya que la capacidad nominal DC óptima alcanzó su valor máximo, entonces el SCI será el mínimo de su curva, y el SSI el máximo. Dicho esto, el SCI es igual a 0.3572 y el SSI a 0.3258. En la Ilustración 24 se muestran las tres curvas del escenario C para la vivienda 1.

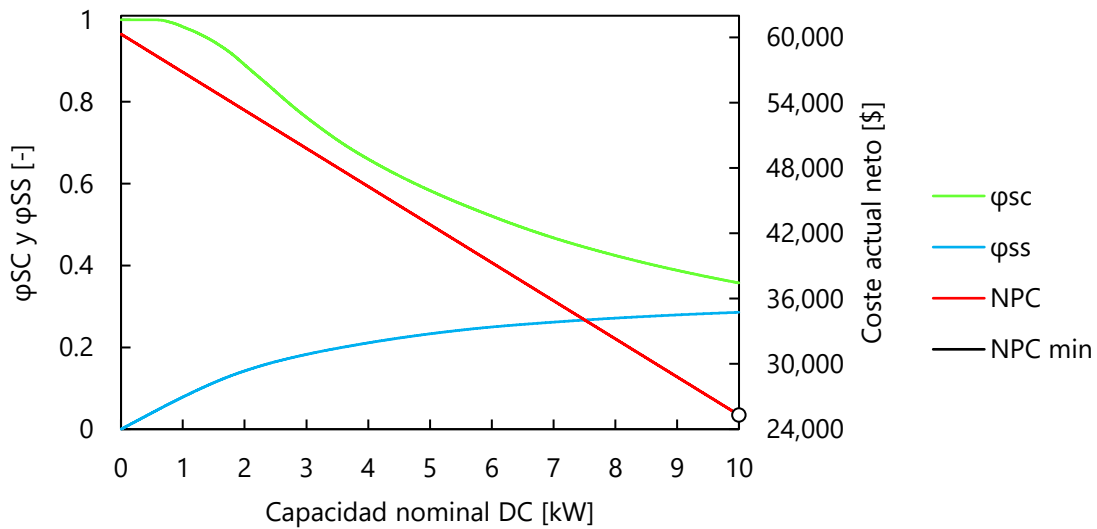


Ilustración 24 - Escenario C. Vivienda #1

Fuente: Elaboración propia

5.2.3.2 Vivienda 2

Al igual que en la vivienda 1, el NPC es una recta decreciente y fue posible obtener la Ecuación 12 al incluir una línea de tendencia lineal, cuyo coeficiente de determinación también es igual a 1.

$$g(x) = -3.50088x + 85,068.82$$

Ecuación 12 - Función lineal del NPC en el escenario C para la vivienda #2

Fuente: Elaboración propia

Para este escenario, el NPC mínimo es de 50,060.02 USD, es decir, un 29.25 % y 27.2 % menos que los escenarios A y B, respectivamente. La capacidad nominal DC óptima también es de 10,000 W. El NPC mínimo es 41.15 % menor que el NPC del suministro de electricidad por la red de distribución. Lo que supone una diferencia de 35,008.8 USD entre ambos valores, al igual que en la vivienda 1.

El SCI llegó a su valor mínimo, el cual es de 0.5949; en cambio, el SSI alcanzó su valor máximo, que corresponde a 0.3846. En la Ilustración 25 se muestran las tres curvas del escenario C para la vivienda 1.

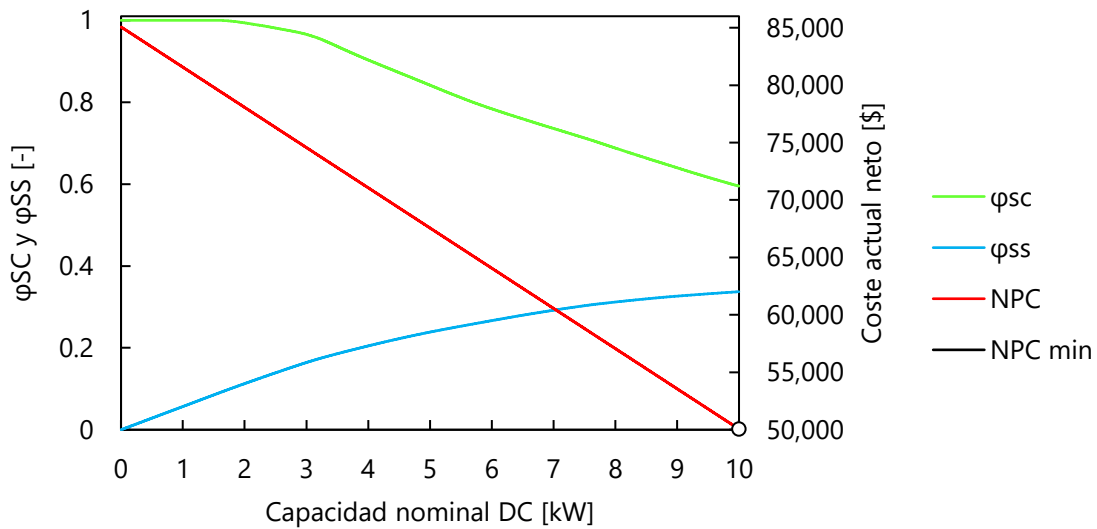


Ilustración 25 - Escenario C. Vivienda #2

Fuente: Elaboración propia

5.2.4 RESUMEN DE LOS ESCENARIOS

Con el propósito de observar de manera ordenada los resultados obtenidos en las simulaciones, se elaboró la Tabla 7, la cual resume los hallazgos más importantes de esta sección. Asimismo es importante mencionar que el LCOE no se incluyó en esta tabla porque es igual para todos los escenarios (0.1254 USD/kWh). Esto es debido a que los parámetros técnicos y financieros de los cuales depende el LCOE no fueron manipulados para efectos de esta investigación.

Tabla 7 - Tabla resumen de los escenarios considerados

Parámetro de salida	Vivienda 1			Vivienda 2		
	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario A	Escenario B	Escenario C
Cap. nom. DC [W]	3,312	4,763	10,000	7,420	8,469	10,000
NPC min FV [\$]	53,735.84	52,604.13	25,302.07	70,760.09	68,760.87	50,060.02
NPC red distr. [\$]	60,310.87	60,310.87	60,310.87	85,068.82	85,068.82	85,068.82
φ_{sc} [-]	0.7267	0.5996	0.3572	0.7164	0.665	0.5949
φ_{ss} [-]	0.2195	0.2604	0.3258	0.3437	0.3641	0.3846

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la Tabla 7, si se remuneran los excedentes de energía inyectados a la red eléctrica, la capacidad nominal DC óptima de un sistema FV incrementa. Esto es porque mayores capacidades nominales DC generan más energía FV, y por consiguiente, también mayores excedentes. De esta manera se obtienen mayores ingresos por la venta de electricidad a la red de distribución y por ende, el coste actual neto de un sistema FV disminuye. Respecto a las curvas de autoconsumo y autosuficiencia, la primera es decreciente a medida aumenta la capacidad nominal DC; al contrario, la segunda es creciente bajo la misma condición.

VI. CONCLUSIONES

La investigación presentada ha logrado crear un programa que optimiza la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo sin almacenamiento y con conexión a la red eléctrica, basado en su coste actual neto mínimo. Para efectos de esta investigación, el programa se aplicó a San Pedro Sula, Honduras. La investigación reveló las conclusiones a continuación.

1. Se rechaza la hipótesis nula, pues la optimización de la capacidad nominal DC instalada provoca una disminución en el coste actual neto de un sistema FV de autoconsumo. Por lo tanto se puede concluir que el programa optimiza la capacidad nominal DC de un sistema FV adecuadamente.
2. Se han identificado las variables técnicas y financieras que se utilizaron para la optimización de la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo.
3. Se ha formulado un modelo de optimización que minimiza el coste actual neto de un sistema FV de autoconsumo.
4. Se ha desarrollado una aplicación con LabVIEW, que calcula el coste actual neto de un sistema FV de autoconsumo, en función de su capacidad nominal.
5. Se han graficado las curvas de autoconsumo, autosuficiencia y coste actual neto de un sistema FV de autoconsumo en función de su capacidad nominal DC, en la aplicación desarrollada.

VII. RECOMENDACIONES

1. Debido a que se rechaza la hipótesis nula, se recomienda hacer uso del programa creado en las fases iniciales del dimensionamiento de un sistema FV de autoconsumo sin baterías y con conexión a la red eléctrica.
2. La energía fotovoltaica generada y consumida por la carga se calculó utilizando datos de consumo eléctrico y de irradiación solar, por hora. Por lo que se recomienda utilizar intervalos de medición de 15, 5 o 1 minuto. Para ello es necesario utilizar instrumentos con mayor precisión.

VIII. APLICABILIDAD

El problema planteado sugiere que el costo de capital de una instalación fotovoltaica de autoconsumo se incrementa al incorporar dispositivos de almacenamiento de energía. Por esta razón, se plantea el uso del programa creado en empresas dedicadas al diseño e instalación de sistemas FV, tanto en el sector residencial como en comercios pequeños. Conociendo el consumo eléctrico y los datos de irradiación solar, así como los precios de los equipos de energía solar FV en el mercado local; es posible calcular su coste actual neto mínimo. Por consiguiente, el propietario del sistema FV obtendrá mayores ahorros durante la vida útil del proyecto.

IX. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL / TRABAJO FUTURO

El proyecto actual fue desarrollado con valores promedio mensuales de irradiancia global horaria incidente en el arreglo solar con el ángulo óptimo, es decir, para cada mes del año se usaron promedios por hora. Con estos valores fue posible construir un perfil anual que contiene 8,760 datos. Una segunda etapa de este proyecto sería incluir en el programa un modelo de radiación solar ya establecido, que permita calcular la irradiancia global inclinada al ángulo óptimo a partir de la irradiancia global horizontal. De esta manera se obtendría mayor precisión en los cálculos de producción y consumo de energía fotovoltaica.

BIBLIOGRAFÍA

ANPIER. (2019). *Anuario Fotovoltaico 2019*.

Arsham, H. (2014, Marzo). *Deterministic Modeling: Linear Optimization with Applications*. Retrieved from <http://home.ubalt.edu/ntsbarsh/opre640S/spanishD.htm#ropintroduction>

Banco Central de Honduras. (2020). *Banco Central de Honduras - Gobierno de la Republica de Honduras*. Retrieved from <https://www.bch.hn/>

Bellini, E. (2019). Grandes planes, grandes posibilidades. *Pv magazine Latinoamérica*, 6-9.

Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., Castro Gil, M.-A., & Collado Fernández, E. (2013). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Pearson.

CoinNews Media Group LLC. (2020). *US Inflation Calculator*. Retrieved from Current US Inflation Rates: 2009-2020: <https://www.usinflationcalculator.com/inflation/current-inflation-rates/>

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. (2019). *Historial de Tarifas | CREE*. Retrieved from <https://cree.gob.hn/historial-de-tarifas/>

ENEE. (2019). *Boletín de Datos Estadísticos Abril 2019*.

Enertiva. (2018). *Proyectos de Energía Solar - Paneles Solares - Enertiva*. Retrieved from <http://enertiva.com/proyectos-comerciales/>

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. d. (2014). *Metodología de la investigación*. México D.F. : McGraw-Hill Education.

- Hernández-Moro, J., & Martínez-Duart, J. M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 20*, 119-132.
- HOMER Energy LLC. (2020). *HOMER Grid*. Retrieved from <https://www.homerenergy.com/products/grid/index.html>
- HOMER Energy LLC. (2020). *Real Discount Rate*. Retrieved from https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/latest/real_discount_rate.html
- HOMER Energy LLC. (2020). *Total Net Present Cost*. Retrieved from https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.7/total_net_present_cost.html
- IEC. (2017). *IEC 61724-1:2017 Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring*. Geneva: IEC publications.
- IRENA. (2019). *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2019). *Renewable capacity statistics 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA).
- Jäger-Waldau, A. (2019). *PV Status Report 2019*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Jiménez-Castillo, G., Muñoz-Rodríguez, F., Rus-Casas, C., & Talavera, D. (2019). A new approach based on economic profitability to sizing the photovoltaic generator in self-consumption systems without storage. *Renewable Energy*.

- Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12-29.
- Knoema. (2019). *US Inflation Forecast: 2020, 2021 and Long Term to 2060 | Data and Charts*. Retrieved from knoema.com: <https://knoema.es//kyaewad/us-inflation-forecast-2020-2021-and-long-term-to-2060-data-and-charts>
- Linssen, J., Stenzel, P., & Fleer, J. (2017). Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles. *Applied Energy*, 185, 2019-2025.
- Masson, G., & Kaizuka, I. (2019). *IEA PVPS Trends 2019 in Photovoltaic Applications*. Report IEA PVPS T1-36.
- Merei, G., Moshövel, J., Magnor, D., & Sauer, D. U. (2016). Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications. *Applied Energy* 168, 171-178.
- National Instruments . (2020). *¿Qué es LabVIEW?* Retrieved from National Instruments Corporation : <https://www.ni.com/es-cr/shop/labview.html>
- OECD/IEA. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition*. Paris.
- Osinermin. (2019, Febrero 17). *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería* . Retrieved from <http://observatorio.osinermin.gob.pe/tarifas-electricas-residenciales-latinoamerica>
- Ragheb, M. (2017, Enero 1). Chapter 25 - Economics of Wind Power Generation. In *Wind Energy Engineering* (pp. 537-555). Academic Press. doi:10.1016/B978-0-12-809451-8.00025-4

Sánchez Molina, P. (2019). Grupo Karims cuenta con una instalación de autoconsumo de 2 MW en Honduras. *pv magazine Latinoamérica*.

Santamaría, G., & Castejón, A. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Editex.

Serrano, J. C. (2016). *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*. Ediciones Paraninfo, S.A.

SMA Solar Technology AG. (n.d.). *Coeficiente de rendimiento - Factor de calidad de la instalación fotovoltaica*. Retrieved Marzo 11, 2020, from <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-es-11.pdf>

Smartsolar. (2019, Febrero 17). *Smartsolar*. Retrieved from http://smartsolar.hn/quienes_somos.html

SolarEdge. (2019). *Oversizing of SolarEdge Inverters, Technical Note*.

SolarPower Europe. (2019). *SolarPower Europe's Global Market Outlook 2019 – 2023*.

U.S. Energy Information Administration. (2020). *Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050*.

World Bank Group. (2020, Febrero). *Global Solar Atlas*. Retrieved from <https://globalsolaratlas.info/support/getting-started?c=11.523088,8.261719,3>

ANEXOS

Anexo 1 - Decreto No. 138-2013, Artículo 5

Sección A - Acuerdos y Leyes	
La Gaceta	REPÚBLICA DE HONDURAS - TEGUCIGALPA, M. D. C., 1. DE AGOSTO DEL 2013 No. 33,191
<p>máxima del Gran Consumidor que no le haya sido suplida o vendida por el generador renovable para cada mes en cuestión, además de los cargos de alumbrado público y bajo Factor de Potencia de conformidad con la tarifa que aplique, sin cargo adicional por demanda. Los Grandes Consumidores serán clasificados como tal por su demanda máxima total registrada para cada mes en su punto de medición, independientemente de quien y en qué proporción le suplan su potencia y energía mensualmente. Los Grandes Consumidores mantendrán como demanda máxima aquella que mes a mes registren sus medidores, de tal manera que no se les aplicará por parte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) cargo mensual adicional o penalidad alguna asociada a la demanda máxima, contemplado en la tarifa aplicable para cada Gran Consumidor según el caso, por el hecho que parte o la totalidad de su demanda máxima registrada para cada mes en cuestión sea suplida por un generador de energía renovable y el resto sea total o parcialmente suplida por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).</p> <p>...</p> <p>...</p> <p>...</p> <p>...</p>	<p>Estado, debiendo únicamente ser registradas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y cumplir con las normas de conexión/desconexión, protección y medición que ésta defina.</p> <p>ARTÍCULO 6.- Los proyectos de generación de energía cuya fuente provenga de la tecnología solar fotovoltaica, tienen derecho a todos los incentivos establecidos en la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, adicionalmente, y como medida de incentivo especial temporal de aplicación para los proyectos que se instalen en los primeros dos (2) años contados a partir de la vigencia del presente Decreto o hasta alcanzar un valor máximo instalado de trescientos megawatt (300MW), deben tener como Precio Base para el pago de la energía el Costo Marginal de Corto Plazo en vigor al inicio de la vigencia de este Decreto, más Tres Centavos de Dólar por Kilowatt-Hora (kWh) (US0.03/Kwh) como incentivo especial, más el diez por ciento (10%) legal. Cada proyecto de generación a base de esta tecnología tendrá una capacidad instalada máxima de cincuenta Megawatt (50 MW).</p> <p>ARTÍCULO 7.- El generador de energía renovable de acuerdo a lo establecido en el Artículo 47 del Decreto No.159-2010, de fecha 9 de Septiembre del 2010, el Artículo 6 del Decreto No.212-2010 fechado el 26 de Octubre de 2010, ambos publicados en el Diario Oficial La Gaceta de fecha 31 de Diciembre del 2010 y en el marco de su responsabilidad social empresarial y para evidenciar el debido proceso de socialización, a partir del inicio de operación comercial del proyecto de generación de energía con recursos renovables, coparticipará anualmente en los proyectos de mejoría social de las comunidades con un monto de hasta el equivalente al valor de un Impuesto sobre las Industrias, Comercios y Servicios o Volumen de Ventas definido en la Ley de Municipalidades vigente a esta fecha, siendo éste el único requisito exigido a los proyectos para cumplir con su proceso de socialización con las comunidades y las Municipalidades en donde se desarrollan los proyectos. Dicho fondo o coparticipación debe ser distribuido equitativamente entre los proyectos de mejoría social incluidos en el plan de responsabilidad social empresarial consensuado con las comunidades del área de influencia directa en los municipios en donde los proyectos de generación de energía</p>

Anexo 2 - Decreto No. 404-2013, Artículo 15, Apartado D

Sección A Acuerdos y Leyes	
La Gaceta	REPUBLICA DE HONDURAS - TEGUCIGALPA, M. D. C., 20 DE MAYO DEL 2014 No. 33,431
<p>Será a cargo de las municipalidades pagar la diferencia entre el costo de una obra aérea y otra subterránea, cuando aquellas opten por la construcción de obras subterráneas.</p> <p>Salvo convenio en contrario en que sea parte la empresa distribuidora, el costo de las modificaciones a las instalaciones de distribución derivadas de obras de infraestructura cuya construcción haya sido dispuesta por las municipalidades u otros organismos del Estado, o por entes privados, será sufragado por quienes soliciten tales modificaciones.</p> <p>Cualquier diferencia entre las municipalidades y las empresas distribuidoras que no pueda ser resuelta mediante conversaciones directas será sometida a un procedimiento de conciliación o arbitraje conforme se establece en el Artículo 27 de esta Ley.</p>	<p>la red de distribución, pudiendo requerir los circuitos primarios, los transformadores, la red secundaria y el alumbrado público. En tal caso, el proyecto deberá ser aprobado previamente por la empresa distribuidora, fijándose en esa ocasión el valor de las instalaciones a los efectos de su reembolso a los interesados, de acuerdo con lo establecido en el literal E de este Artículo 15.</p> <p>El fondo al que se refiere el Artículo 24 de la Ley podrá financiar total o parcialmente la inversión en proyectos que sean de interés social. Las empresas distribuidoras deberán informar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) de las obras que se construyan bajo este mecanismo.</p> <p>La empresa distribuidora supervisará la construcción y, ha la conclusión de los trabajos, recibirá las nuevas instalaciones, las que pasarán a ser de su propiedad.</p> <p>Las inversiones realizadas en instalaciones de distribución que no hayan sido pagadas por la distribuidora, no podrán ser trasladadas a las tarifas.</p> <p>Cualquier discrepancia entre los interesados y la empresa distribuidora relativa al valor de las obras, será resuelta por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).</p>
<p>D. MEDICIÓN BIDIRECCIONAL. Las empresas distribuidoras estarán obligadas a comprar el exceso de energía proveniente de fuentes de energía renovable que generen los usuarios residenciales y comerciales y que inyecten de retorno a la red, acreditándoles los valores correspondientes en la factura mensual. Cada distribuidora deberá proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación la tarifa que se aplicará para tales compras. A ese fin las empresas distribuidoras instalarán medidores bidireccionales a esos consumidores.</p> <p>El Reglamento normará lo relativo a la medición y a la liquidación mensual.</p>	<p>G. CONTRATOS DE SUMINISTRO. Las empresas distribuidoras deberán suministrar la acometida y el medidor requeridos para dar servicio a cada uno de sus usuarios y celebrar con cada uno de ellos un contrato de suministro que establecerá las obligaciones y derechos de las partes. La obligación de pago corresponde a la persona signataria del contrato de suministro; la empresa distribuidora no podrá requerir por saldos pendientes al propietario del inmueble, salvo que éste sea el signatario del contrato de suministro.</p> <p>Las facturas por servicio eléctrico emitidas por las empresas distribuidoras deberán detallar claramente los conceptos facturados. En particular, deberán mostrar el desglose del cargo total por servicio en costos de generación, de transmisión y operación del sistema, y de distribución. Asimismo, las facturas deberán incluir los impuestos de todo tipo que la empresa deba pagar directamente o que le sean trasladados por empresas generadoras, transmisoras o de operación del sistema, que la empresa tiene el derecho de trasladar directamente a los usuarios, excepto por el impuesto sobre las utilidades.</p>
<p>E. CONTRIBUCIONES PARA NUEVAS OBRAS. En caso de conexiones que requieran extensiones de línea o incrementos de capacidad, así como en otros casos de construcción de nuevas obras, incluidas las de electrificación rural, la empresa distribuidora puede demandar de los beneficiarios una contribución que será reembolsable con las modalidades que determine el Reglamento.</p> <p>En casos de interés social, la contribución que corresponda a los interesados se puede cubrir, total o parcialmente, por medio del fondo a que se refiere el Artículo 24 de esta Ley.</p>	
<p>F. NUEVOS PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN. Cuando se construyan nuevas urbanizaciones o se electrifique grupos de viviendas ya existentes dentro de la zona de operación de la distribuidora, esta última podrá solicitar que los interesados construyan total o parcialmente</p>	

Anexo 3 - Resolución CREE-050. Título III, Capítulo I, Artículo 49

Sección B Avisos Legales	
REPUBLICA DE HONDURAS - TEGUCIGALPA, M. D. C., 14 DE NOVIEMBRE DEL 2017 No. 34,491 La Gaceta	
<p>fecha efectiva la fecha en que haya descubierto que el Usuario registrado en el contrato ya no está recibiendo el servicio.</p> <p>En caso de que haya otro Usuario recibiendo el servicio bajo el Contrato de Suministro del Usuario precedente, la ED le informará del inminente corte y le indicará su obligación bajo los términos del presente reglamento de suscribir un nuevo Contrato de Suministro si desea continuar recibiendo el servicio.</p> <p>La persona o personas interesadas tendrán, un plazo de cinco (5) días hábiles para regularizar la situación a favor del Usuario actual, suscribiendo el Contrato de Suministro que lo identifique como tal.</p> <p>TÍTULO III. DELAMEDICIÓN,LAFACTURACIÓN Y LA MORA</p> <p>CAPÍTULO I DE LOS MEDIDORES</p> <p>Artículo 48. Sellado de Medidores. La ED debe hacer la instalación del EM siguiendo el procedimiento según sea el caso a continuación:</p> <p>a. Medidores en General. En los casos de instalación de EM por conexiones nuevas, por reemplazo debido a defectos o cuando hayan ocurrido condiciones de suspensión del Servicio Eléctrico, el EM será sellado por la ED en presencia o no del Usuario. Sin embargo, deberá de notificarse al Usuario, la condición en que se le dejó los sellos instalados.</p> <p>b. Medidores con Indicador de Demanda Máxima. Cuando no se disponga de medidor con reajuste a cero de la demanda en forma remota, para la toma de lectura y puesta a cero, es necesario romper los sellos del mecanismo de puesta a cero. En este caso, la ED procederá de la manera siguiente:</p> <p>Al acogerse a esta Tarifa con puesta a cero de demanda en el contrato correspondiente, se definirá las fechas en la que se presentará personal de la ED o Empresa contratada por la misma, para tomar la lectura del medidor siempre que se requiera.</p> <p>Si el Usuario presencia la operación, el responsable de la lectura deberá comunicar a éste los datos leídos y los sellos colocados; en caso contrario, el lector dejará constancia en la planilla de lectura de la no presencia del Usuario y se le remitirá una copia del mismo en las instalaciones.</p>	<p>Artículo 49. Medición Bidireccional. La ED a solicitud del Usuario interesado, deberá instalar el EM bidireccional apropiado que se requiera para contabilizar la energía que, como Usuario regulado autoprodutor, inyecte a la red de distribución. En tanto no se emita la regulación correspondiente, los valores de energía inyectada por el usuario autoprodutor a la red de distribución, serán únicamente registrados por la ED e informados al Usuario mensualmente, sin que, tales montos sean contabilizados como crédito o reducidos del Consumo de Energía que haga el Usuario de la ED. No obstante, la energía inyectada a la red que ha sido registrada por la ED mediante el EM bidireccional será pagada eventualmente al Usuario autoprodutor, según lo establezca el RCT.</p> <p>Artículo 50. Medidores Prepago. La ED podrá instalar medidores de tipo prepago a sus Usuarios. En este caso, las Tarifas para los Usuarios equipados con tales medidores deberán reflejar los ahorros que la ED tendrá en su necesidad de capital de trabajo por efecto del pago adelantado.</p> <p>La ED utilizará el sistema de medidores prepago cuando ésta lo considere conveniente para la reducción del hurto y pérdidas de energía o a solicitud de sus clientes.</p> <p>Artículo 51. Precisión de Medidores. La precisión de los medidores que la ED utilice para la medición de los consumos deberá satisfacer las normas estadounidenses ANSI C12.1, C12.4, C12.7, C12.10, C12.16, C12.18, C12.19 o C12.20 y ANSI C57.13 y otras que correspondan o sus equivalentes, dependiendo del tipo de medidor empleado y de la demanda de potencia y de energía del usuario.</p> <p>Los medidores deberán satisfacer la norma por sus características de construcción y también por estar correctamente calibrados. Será responsabilidad de la ED asegurar la correcta calibración de los medidores.</p> <p>Artículo 52. Funcionamiento del EM. El Usuario podrá exigir a la ED su intervención en el caso de supuesta anomalía en el funcionamiento del EM instalado. La ED podrá optar, en primer término, por realizar una verificación "in situ" del funcionamiento del mismo. En caso de que se requiera, el medidor será retirado, debiendo ser reemplazado durante el periodo que el otro medidor sea reparado y llevado al laboratorio de la ED.</p> <p>De las revisiones realizadas, el Usuario deberá ser informado acerca de:</p> <p>a. Los resultados arrojados por el equipo verificador.</p> <p>b. Estado de los sellos encontrados y como han sido dejados.</p>

Anexo 4 - Precisión del registrador trifásico de consumo eléctrico Fluke 1730

Especificaciones

Precisión				
Parámetro	Rango	Resolución	Exactitud intrínseca en las condiciones de referencia (% de la lectura + % de la escala completa)	
Tensión	1 000 V	0,1 V	± (0,2 % + 0,01 %)	
Corriente: entrada directa	iFlex1500-12	150 A	0,1 A	± (1 % + 0,02 %)
		1 500 A	1 A	± (1 % + 0,02 %)
	iFlex3000-24	300 A	1 A	± (1 % + 0,02 %)
		3 000 A	10 A	± (1 % + 0,02 %)
	iFlex6000-36	600 A	1 A	± (1,5 % + 0,03 %)
		6 000 A	10 A	± (1,5 % + 0,03 %)
	Pinza i40s-EL	4 A	1 mA	± (0,7 % + 0,02 %)
		40 A	10 mA	± (0,7 % + 0,02 %)
Frecuencia	De 42,5 a 69 Hz	0,01 Hz	± (0,1 %)	
Entrada auxiliar	± 10 V CC	0,1 mV	± (0,2 % + 0,02 %)	
Tensión mín./máx.	1 000 V	0,1 V	± (1 % + 0,1 %)	
Corriente mín./máx.	definido por accesorio	definido por accesorio	± (5 % + 0,2 %)	
Cosφ/DPF	0 ≤ Cosφ ≤ 1	0,01	± 0,025	
Factor de potencia	0 ≤ FP ≤ 1	0,01	± 0,025	
THD en tensión	1000 %	0,1 %	± (2,5 % ± 0,05 %)	
THD en corriente	1 000 %	0,1 %	± (2,5 % ± 0,05 %)	

Incertidumbre intrínseca ± (% de lectura + % de rango) ¹					
Parámetro	Cantidad de influencia	iFlex1500-12	iFlex3000-24	iFlex6000-36	i40s-EL
		150/1 500 A	300 A/3 000 A	600 A/6 000 A	4 A/40 A
Potencia activa P	FP ≥ 0,99	1,2 % + 0,005 %	1,2 % + 0,0075 %	1,7 % + 0,0075 %	1,2 % + 0,005 %
	0,5 < FP < 0,99	1,2 % + 7 x (1-FP) + 0,005 %	1,2 % + 7 x (1-FP) + 0,0075 %	1,7 % + 7 x (1-FP) + 0,0075 %	1,2 % + 10 x (1-FP) + 0,005 %
Potencia aparente S, S fund.	0 ≤ FP ≤ 1	1,2 % + 0,005 %	1,2 % + 0,0075 %	1,7 % + 0,0075 %	1,2 % + 0,005 %
Potencia reactiva N, Q fund.	0 ≤ FP ≤ 1	2,5 % de potencia aparente medida			
Incertidumbre adicional de % de rango ¹	U > 250 V	0,015 %	0,0225 %	0,0225 %	0,015 %

¹Rango = 1000 V x rango

Condiciones de referencia:

Condiciones ambientales: 23 °C ± 5 °C, funcionamiento del instrumento durante 30 minutos como mínimo, sin campo electromagnético externo, HR < 65 %

Condiciones de entrada: Cosφ/FP=1, señal sinusoidal f=50 Hz/60 Hz, alimentación eléctrica 120 V/230 V ± 10 %.

Especificaciones de corriente y potencia: Tensión de entrada monofásica: 120/230 V o trifásica estrella/triángulo: 230/400 V

Corriente de entrada: I > 10% de rango

Conductor primario de pinzas o bobina de Rogowski en posición central

Coefficiente de temperatura: sumar 0,1 x la precisión especificada por cada grado centígrado por arriba de 28 °C o por debajo de 18 °C.

Anexo 5 - Entradas de voltaje y de corriente al registrador trifásico de consumo eléctrico Fluke 1730

Interfaces																															
USB-A	Transferencia de archivos a través de unidad flash USB, actualizaciones de firmware Corriente máx.: 120 mA																														
mini USB	Dispositivo de descarga de datos al PC																														
Puerto de extensión	Accesorios																														
Entradas de voltaje																															
Número de entradas	4 (3 fases y neutro)																														
Tensión máxima de entrada	1000 V _{rms} , CF 1.7																														
Impedancia de entrada	10 MΩ																														
Ancho de banda (-3 dB)	2,5 kHz																														
Escala	1:1, 10:1, 100:1, 1 000:1 y variable																														
Clasificación de medición	1 000 V CAT III/600 V CAT IV																														
Entradas de corriente																															
Número de entradas	3, modo seleccionado automáticamente para el sensor conectado																														
Tensión de entrada	Entrada de pinza: 500 mV _{rms} /50 mV _{rms} ; CF 2.8																														
Entrada de bobina Rogowski	150 mV _{rms} /15 mV _{rms} a 50 Hz, 180 mV _{rms} /18 mV _{rms} a 60 Hz; CF 4; todo en el rango de sonda nominal																														
Rango	De 1 a 150 A/de 10 a 1 500 A con sonda de corriente flexible Thin iFlex, 12 pulgadas De 3 a 300 A/de 30 a 3 000 A con sonda de corriente flexible Thin iFlex, 24 pulgadas De 6 a 600 A/de 60 a 6 000 A con sonda de corriente flexible Thin iFlex, 36 pulgadas De 40 mA a 4 A/de 0,4 a 40 A con pinza de 40 A i40s-EL																														
Ancho de banda (-3 dB)	1,5 kHz																														
Escala	1:1 y variable																														
Adquisición de datos																															
Resolución	Muestreo síncrono de 16 bits																														
Frecuencia de muestreo	5120 Hz																														
Frecuencia de la señal de entrada	50/60 Hz (de 42,5 a 69 Hz)																														
Tipos de circuito	1-φ, 1-φ IT, fase dividida, 3-φ en triángulo, 3-φ en estrella, 3-φ en estrella IT, 3-φ en estrella equilibrado, 3-φ Aron/Blondel (triángulo de 2 elementos), 3-φ terminal abierta en triángulo, corrientes solamente (estudios de carga)																														
THD (dispersión armónica total)	THD para voltaje y corriente se calcula usando 25 armónicos																														
Período de promedio	Seleccionable por el usuario: 1 s, 5 s, 10 s, 30 s, 1 min, 5 min, 10 min, 15 min y 30 min																														
Intervalo de demanda	Seleccionable por el usuario: 5 min, 10 min, 15 min, 20 min, 30 min																														
Almacenamiento de datos	Memoria flash interna (no reemplazable por el usuario)																														
Tamaño de la memoria	Normalmente 20 sesiones de registro de 10 semanas con intervalos de 10 minutos ¹																														
Período de registro	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Período de promedio</th> <th>Recomendado para 20 sesiones</th> <th>Período de registro para 1 sesión</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 segundo</td> <td>3 horas</td> <td>2,5 días</td> </tr> <tr> <td>5 segundos</td> <td>15 horas</td> <td>12 días</td> </tr> <tr> <td>10 segundos</td> <td>28 horas</td> <td>24 días</td> </tr> <tr> <td>30 segundos</td> <td>3,5 días</td> <td>10 semanas</td> </tr> <tr> <td>1 minuto</td> <td>7 días</td> <td>20 semanas</td> </tr> <tr> <td>5 minutos</td> <td>5 semanas</td> <td>2 años</td> </tr> <tr> <td>10 minutos</td> <td>10 semanas</td> <td>> 2 años</td> </tr> <tr> <td>15 minutos</td> <td>3,5 meses</td> <td>> 2 años</td> </tr> <tr> <td>30 minutos</td> <td>7 meses</td> <td>> 2 años¹</td> </tr> </tbody> </table>	Período de promedio	Recomendado para 20 sesiones	Período de registro para 1 sesión	1 segundo	3 horas	2,5 días	5 segundos	15 horas	12 días	10 segundos	28 horas	24 días	30 segundos	3,5 días	10 semanas	1 minuto	7 días	20 semanas	5 minutos	5 semanas	2 años	10 minutos	10 semanas	> 2 años	15 minutos	3,5 meses	> 2 años	30 minutos	7 meses	> 2 años ¹
Período de promedio	Recomendado para 20 sesiones	Período de registro para 1 sesión																													
1 segundo	3 horas	2,5 días																													
5 segundos	15 horas	12 días																													
10 segundos	28 horas	24 días																													
30 segundos	3,5 días	10 semanas																													
1 minuto	7 días	20 semanas																													
5 minutos	5 semanas	2 años																													
10 minutos	10 semanas	> 2 años																													
15 minutos	3,5 meses	> 2 años																													
30 minutos	7 meses	> 2 años ¹																													

18-12-17	LA GACETA - DIARIO OFICIAL	240
<p>Estudios de Impacto a la Red, que disponga de equipos de mando y protección incorporados al sistema de tele-gestión y que los mismos estén disponibles y en línea con el COR.</p> <p>i. Adicionalmente, el GDR deberá acreditar que el equipamiento de generación fue instalado por uno o varios profesionales idóneos de acuerdo a las buenas prácticas de instalaciones eléctricas</p> <p>j. Todas las instalaciones de Generación Distribuida deberán contar con un mecanismo o dispositivo de conexión y desconexión de operación automática y manual para no poner tensión durante las tareas de emergencia, mantenimiento correctivo o preventivo sobre las redes. La ED deberá coordinar acciones con el GDR para la implementación de las tareas.</p> <p>NGDRA 12. Transferencia de las Obras Complementarias. En el caso de que el Cliente de GDRA haya realizado Obras Complementarias por medio de un contratista habilitado sobre la red distribución para su adecuada conexión, éstas deberán ser transferidas a la ED para su operación y mantenimiento. La transferencia debe hacerse mediante cesión a título gratuito a la ED. Solo podrán ser transferidos a tarifa los costos de operación y mantenimiento asociados a dichas obras.</p> <p>NGDRA 13. Modificación del GDR. Las ampliaciones de Potencia Instalada del GDR deberán soportarse técnicamente por el interesado, y serán consideradas como una nueva solicitud, por lo que deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en la presente Normativa.</p> <p>La disminución en la Potencia Instalada del GDR y/o la remoción de las instalaciones del GDR, deberán informarse previamente a la ED con al menos 30 días calendario de anticipación. En caso de existir Contrato de Compra-Venta de Energía, el mismo deberá contemplar el cierre contable de los excedentes de energía suministradas a la red.</p> <p>NGDRA 14. Responsabilidad por daños y Procedimiento. El GDR será responsable por los daños producidos sobre la red de distribución o a terceros que se den durante la operación y aquellos que lleguen a ocasionar por incumplimiento de los requisitos técnicos de conexión, debiendo asumir los costos que esto ocasione, siempre que se demuestre que los daños son producto de la operación del GDR.</p> <p>El Procedimiento para Reclamos para terceros está determinado en la Normativa del Servicio Eléctrico.</p>	<p>Distribuida.</p> <p>g. Remitir al GDR el detalle mensual de lo facturado en concepto de lo consumido y el detalle de las inyecciones de energía al sistema de distribución.</p> <p>h. Atender y gestionar todas las solicitudes que se presenten para las interconexiones de las instalaciones de Generación Distribuida.</p> <p>i. Poner a disposición de los Clientes e interesados en instalar unidades de Generación Distribuida Renovable que requieran interconectarse a la red, en físico y digital, los formatos de solicitud y requisitos que deberán cumplir ante la ED.</p> <p>j. Proponer al INE para su aprobación el contenido de los formatos (formularios) de evaluación del Dictamen de Factibilidad Operativa, el plazo de vigencia, y los costos del mismo. La complejidad de los formatos de evaluación dependerá de la potencia a instalar en el proyecto de Generación Distribuida según se establece en el TÍTULO II de la presente Normativa. El procedimiento para la definición del Dictamen de Factibilidad Operativa deberá cumplir con los requerimientos y límites admitidos que están establecidos en el Anexo Técnico a esta norma.</p> <p>k. Elaborar y presentar al interesado, de cada solicitud de interconexión, el Dictamen de Factibilidad Operativa. La ED notificará al solicitante sobre los resultados del Dictamen de la Factibilidad Operativa, siempre y cuando el interesado haya presentado la información debidamente completa.</p> <p>l. Determinar al solicitante los sistemas de protección y de desconexión necesarios para la correcta protección de sus instalaciones en el Punto de Suministro y, de ser necesario los términos de Referencia para que el interesado realice los Estudios de Impacto a la Red.</p>	
<p>Capítulo 2. De la Empresa Distribuidora</p> <p>NGDRA 15. De la Empresa de Distribución. Sin perjuicio de otras responsabilidades y obligaciones que se le asignen en esta Normativa o en otras normas que resulten de aplicación, las Empresas de Distribución deberán:</p> <p>a. Permitir el acceso a las redes de distribución a las instalaciones de GDR que cumplan con los requisitos definidos en la presente Normativa, las Normas de Calidad del Servicio y de Calidad Energía Eléctrica Suministrada y otras normativas complementarias, cuya inclusión no ponga en peligro la seguridad operativa del sistema, y siempre y cuando se determine que no sea superada la capacidad disponible de penetración de potencia y generación no despachable al sistema que defina CNDC según el NGDRA 29 de la presente normativa.</p> <p>b. Establecer un régimen administrativo especial para las solicitudes de los Clientes que requieran el acceso de GDR tipo BT1 que actúe con eficacia y rapidez en el trámite.</p> <p>c. Llevar el control y registro de los GDR conectados a su sistema de distribución. Esta información deberá ser remitida mensualmente a la Oficina de Registro del MEM y al INE.</p> <p>d. Poner a disposición de los Clientes la información técnica de sus instalaciones pertinentes a la conexión del GDR, para fines de la elaboración de los estudios eléctricos de acceso, y entregarla cada vez que sea requerida por estos últimos a fin de proceder a la conexión segura del equipamiento y para su adecuado diseño e instalación.</p> <p>e. Proporcionar a los GDR BT2, MT1 y MT2, los criterios, normas y procedimientos para la operación de forma segura de sus instalaciones.</p> <p>f. Remitir el reporte mensual y el consolidado anual al INE y al MEM de las obras realizadas en carácter de modificación en las redes públicas que hayan sido asumidas por los titulares de Proyectos de Generación</p>	<p>NGDRA 16. Remuneración por excedentes. La remuneración por excedentes se realizará solamente en los casos que haya suscrito un Contrato de Compra Venta entre las partes, la ED y el Cliente de GDRA.</p> <p>Estos excedentes serán remunerados al 80% del precio más bajo de la Banda de Referencia aprobada por el MEM. El Contrato y los precios serán registrados por el INE.</p> <p>NGDRA 17. Plazo de conexión. Una vez aprobada la solicitud de interconexión, cumplidos los trámites pertinentes por el Cliente de GDR ante la ED y el MEM y concluidas las obras necesarias para la conexión del GDR, la ED deberá realizar la conexión del GDR dentro de los siguientes plazos: GDR BT1 y GDR BT2, en un plazo no mayor a diez (10) días calendario; GDR MT1 y GDR MT2, hasta cuarenta (40) días calendario.</p> <p>En la medida que el cliente y la ED tengan demoras debidamente justificada podrá requerir una extensión de los plazos previamente establecidos.</p>	
	<p style="text-align: center;">TÍTULO IV SOLICITUD Y CONVENIO DE CONEXIÓN</p> <p>Capítulo 1. Trámite de solicitud de interconexión.</p> <p>NGDRA 18. Procedimiento de Solicitudes. Para tramitar las solicitudes de interconexión de instalaciones de Generación Distribuida a las redes de la Empresa de Distribución, se seguirá el siguiente procedimiento:</p> <p>a) El interesado en conectar una planta de GDR a la red de distribución deberá informar por escrito su solicitud de conexión a la ED, adjuntando la información compuesta por el formulario de solicitud, características técnicas de la planta de GDRA, según corresponda.</p> <p>b) La ED dispondrá de 15 días calendario para aceptar o rechazar las solicitudes de conexión. Aquellas solicitudes con información incompleta o deficiente serán rechazadas, notificando al interesado por escrito, sobre las causas del rechazo de la solicitud. Una vez notificado el incumplimiento, el interesado dispondrá de 30 días calendario para completar la información.</p> <p>c) La Empresa Distribuidora, habiendo aceptado la solicitud de conexión, elaborará el Dictamen de la Factibilidad Operativa, el cual deberá ser notificado a la parte interesada a más tardar 60 días calendario para sistemas GDR MT1 y GDR MT2 y 20 días calendario para sistemas GDR BT1 y GDR BT2. Los criterios y metodología para la determinación de la Dictamen de Factibilidad Operativa estarán establecidos en el Anexo Técnico de esta norma.</p>	

Anexo 7 - Resolución ministerial No. 002-DGERR-002-2017. Banda de Precios de Referencia

09-06-17

LA GACETA - DIARIO OFICIAL

108

MINISTERIO DE SALUD

Reg. 1762 – M. 518003 – Valor CS 95.00

AVISO DE LICITACIÓN PÚBLICA Adquisición de Equipamiento para Cinco Puestos de Salud Familiar y Comunitarios LP-30-05-2017

El Ministerio de Salud (MINSa), invita a las personas naturales o jurídicas autorizadas en nuestro país para ejercer la actividad comercial, e inscritas en el Registro Central de Proveedores del Estado del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, a presentar ofertas en sobres sellados para la contratación del proyecto: "Adquisición de Equipamiento para Cinco Puestos de Salud Familiar y Comunitarios". Los licitantes interesados pueden obtener la información completa, incluyendo el Pliego de Bases y Condiciones en la siguiente dirección: Complejo Nacional de Salud "Doctora Concepción Palacios", costado oeste de la Colonia Primero de mayo.

Teléfono: 2289-4700 (Ext. 1071).

Correo electrónico: adquisiciones@minsa.gob.ni
CC: adquisiciones05@minsa.gob.ni

Además pueden dirigirse a los portales:
www.nicaraguacompra.gob.ni
www.minsa.gob.ni

Atentamente,

(F) Lic. Tania Isabel García González, Directora General de Adquisiciones Ministerio de Salud

Managua, Nicaragua
09 de junio de 2017.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Reg. 1781 – M. 518664 – Valor CS 190.00

RESOLUCIÓN MINISTERIAL No. 002-DGERR-002-2017

financiamiento e inversiones del sector energía".

IV

Que el literal g) del art. 4 de la Ley No. 911, "Ley de Reformas a la Ley No. 554, Ley de Estabilidad Energética y a la Ley No. 898, Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor", establece literalmente que "El Ministerio de Energía y Minas deberá aprobar, publicar y actualizar la Banda de Precios de Referencia para las nuevas contrataciones de generación de energía con fuentes renovables."

POR TANTO,

En base a las consideraciones de derecho antes indicadas y por ser la actividad de la industria eléctrica de interés nacional, como un elemento indispensable para el desarrollo de la nación, esta Autoridad,

RESUELVE:

PRIMERO: Aprobar la Banda de Precios de Referencia para el desarrollo de proyectos de generación con Fuentes Renovables, de conformidad a la siguiente tabla:

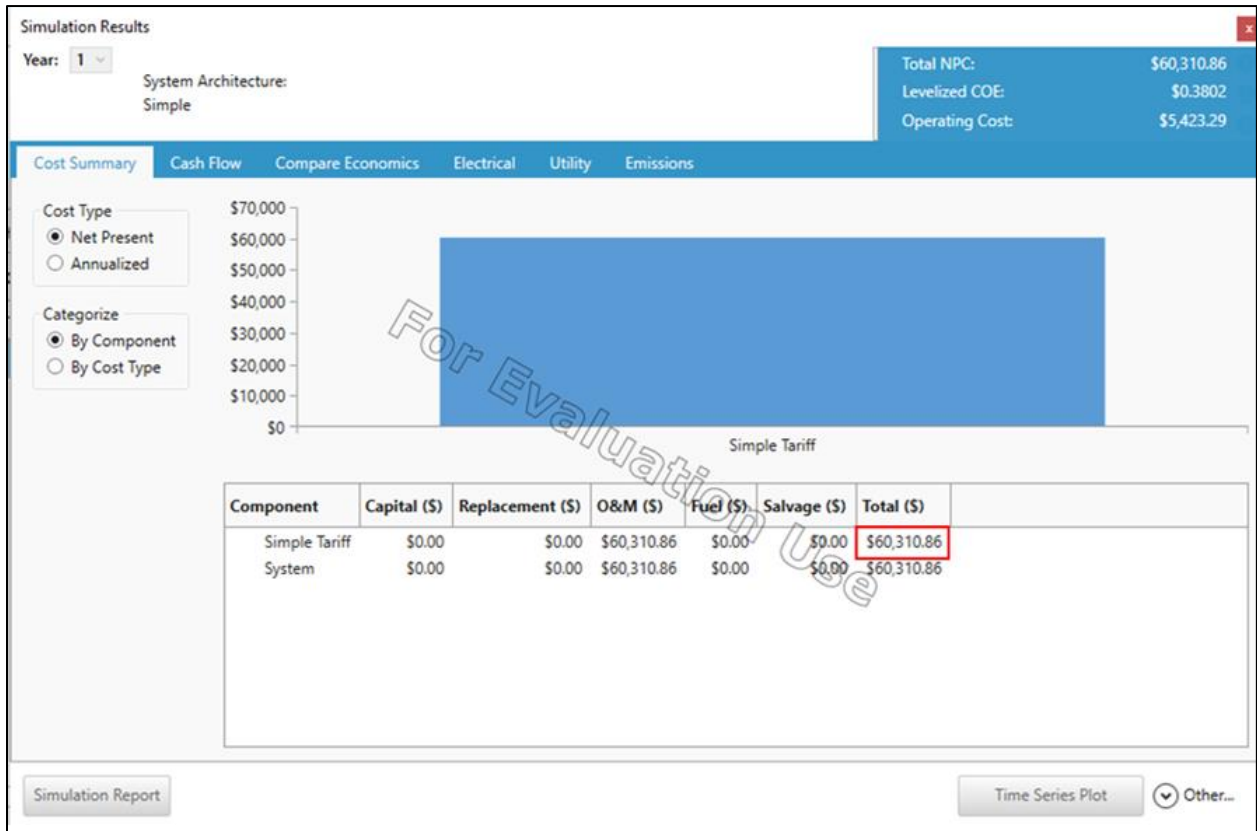
Fuente	Precio Máximo US\$/MWh
Eólica	80
Geotérmica	92
Biomasa	80
Hidroeléctrica a filo de agua	107
Hidroeléctrica con embalse	99
Solar	70

SEGUNDO: Los valores de la Banda de Precios de Referencia para el desarrollo de proyectos de generación con fuentes renovables estipulados en la presente resolución son máximos y no están sujetos a indexación.

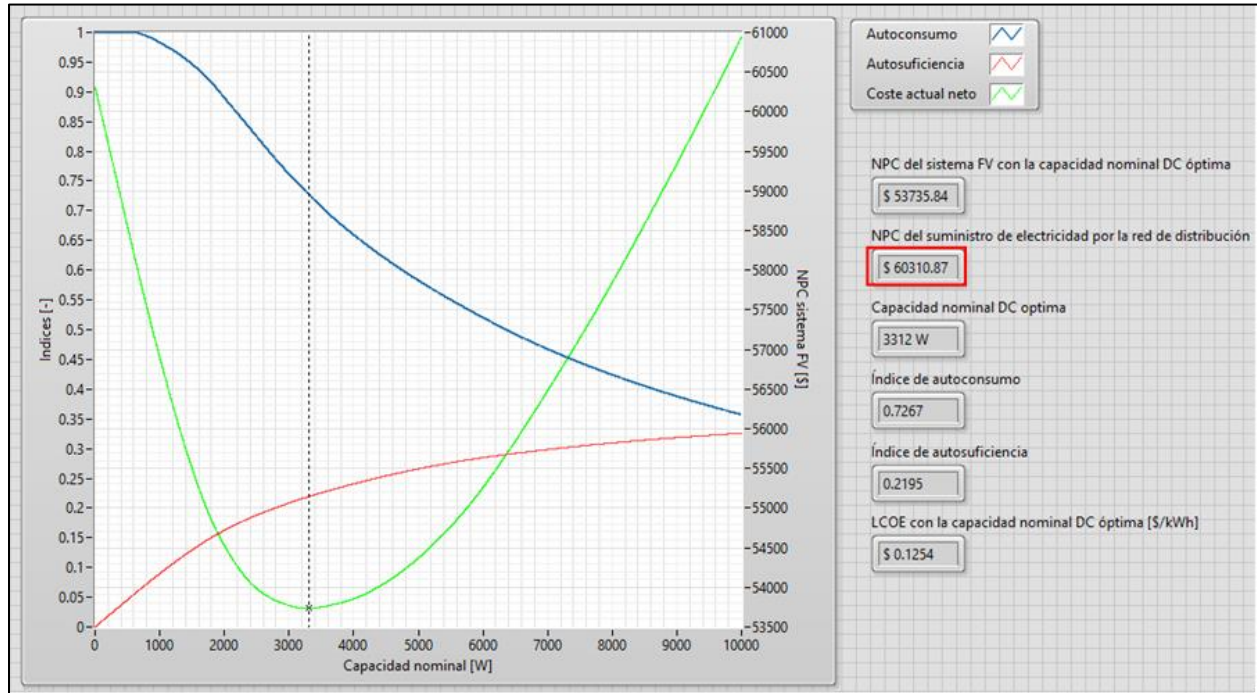
TERCERO: La presente Resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en La Gaceta, Diario Oficial.

Dado en la ciudad de Managua, a los siete días del mes de abril del año dos mil diecisiete. (f) SALVADOR MANSELL CASTRILLO, Ministerio de Energía y Minas.

Anexo 8 - Coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución calculado por HOMER Grid para la vivienda 1



Anexo 9 - Coste actual neto del suministro de electricidad por la red de distribución calculado por el programa creado con LabVIEW para la vivienda 1



Autoconsumo
 Autosuficiencia
 Coste actual neto

NPC del sistema FV con la capacidad nominal DC óptima

NPC del suministro de electricidad por la red de distribución

Capacidad nominal DC óptima

Índice de autoconsumo

Índice de autosuficiencia

LCOE con la capacidad nominal DC óptima [\$/kWh]

Anexo 10 - Pantalla de inicio del programa

ENTRADAS

Parámetros técnicos

Perfil de carga horario anual [kW]

Irradiancia global horaria con orientación e inclinación óptima [kW/m²]

Potencia nominal del módulo FV [W]

Performance Ratio [-]

Ratio DC/AC [-]

Tasa de degradación anual del módulo FV [%]

Incremento anual de energía consumida [%]

Parámetros financieros

Costo específico de capital del módulo FV [\$/Wp]

Costo específico de capital del inversor [\$/W]

Costo específico de capital del BOS [\$/Wp]

Costos de O&M anuales [\$/kW]

Seguros anuales (% del costo de capital) [%]

Precio de la electricidad [\$/kWh]

Incremento anual en el precio de la electricidad [%]

Precio de los excedentes FV [\$/kWh]

Incremento anual en el precio de los excedentes FV [%]

Tasa de inflación anual [%]

Tasa de descuento nominal [%]

Costo específico de capital del sistema FV [\$/Wp]

Tasa de descuento real anual [%]

Factor de recuperación de capital [-]