



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN FASE I

**CASO DE ESTUDIO: IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA OPTIMIZAR EL CONSUMO ENERGÉTICO EN GRANJAS AVÍCOLAS
DE SANTA CRUZ DE YOJOA, HONDURAS**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

21641325

DANIELA MICHELLE MARADIAGA CRUZ

21651110

DIANA CAROLINA LÓPEZ CARRASCO

ASESOR: ALICIA MARÍA REYES DUKE

CAMPUS SAN PEDRO SULA;

JUNIO, 2020

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a Dios que sin su ayuda no hubiera podido lograr nada, a mis padres que siempre me brindaron amor y dedicación y a todas esas personas las cuales me apoyaron a seguir adelante y me demostraron que con persistencia se desarrolla el éxito.

Daniela Michelle Maradiaga Cruz

Dedico este trabajo a mis padres, son ellos quienes me han apoyado a lo largo de mi vida, a pesar de todas las dificultades que he encontrado.

Diana Carolina López Carrasco

AGRADECIMIENTO

A nuestro asesor, Ing. Alicia Reyes por su apoyo, dirección y enseñanzas que nos fueron de gran ayuda para poder realizar este trabajo.

A los docentes, que con su experiencia, dedicación y tiempo nos brindaron la mejor formación académica.

A Oliver Ross, que con mucha amabilidad proporcionó datos utilizados en el estudio, tanto datos técnicos, como información para comprender la operación en las instalaciones.

RESUMEN EJECUTIVO

Es notable que el consumo energético y el costo de las tarifas siguen en aumento, por lo que hace ya mucho tiempo se ha hablado de las fuentes de energía renovables, entre ellas la generación fotovoltaica como una alternativa para la reducción de los costos asociados al consumo de electricidad para altos consumidores, siendo una propuesta a una generación de energía más limpia y amigable hacia el medio ambiente que ayude a suplir la demanda energética de una forma eficaz y barata. Esta tesis nace con el objetivo de optimizar la estructura de los sistemas solares fotovoltaicos, en base a la evaluación del perfil de carga maximizando la generación consumida y minimizando los excedentes, para posteriormente determinar el costo-beneficio para el porcentaje de penetración fotovoltaica óptimo en las granjas de crecimiento de Cargill en Santa Cruz de Yojoa.

Palabras clave: *Costo-Beneficio, Generación Fotovoltaica, Santa Cruz de Yojoa, Sistema Fotovoltaico.*

ABSTRACT

It is noticeable that energy consumption and tariff cost continue to rise, which is why for a long time the talk of renewable energy sources becomes increasingly famous. Photovoltaic generation is seen as an alternative to reduce the costs associated with consumption. of electricity for high consumers, being a proposal for a cleaner and more environmentally friendly generation of energy that helps supply the energy demand in an efficient and cheap way. This thesis was born with the objective of optimizing the installation of a photovoltaic solar system, based on the evaluation of the load, maximizing the generation consumed and minimizing surpluses, to subsequently determine the cost-benefit ratio, and the percentage of optimal photovoltaic penetration in the Cargill poultry growth farms situated in Santa Cruz de Yojoa.

Key Words: Cost-Benefit, *Photovoltaic Generation*, *Santa Cruz de Yojoa*, photovoltaic system.

ÍNDICE

I. Introducción.....	1
II. Planteamiento del Problema	2
2.1 Precedentes del Problema.....	2
2.2 Definición del Problema	3
2.3 Justificación	4
2.4 Preguntas de Investigación	5
2.5 Objetivos	5
2.5.1 Objetivo General.....	5
2.5.2 Objetivos Específicos	5
III. Marco Teórico	6
3.1 Situación actual en Honduras.....	6
3.2 Autoconsumo en el mundo	8
3.2.1 España	8
3.2.2 Alemania.....	9
3.2.3 Italia.....	9
3.3.4. México.....	10
3.2.5 Chile	11
3.3 Teorías del Sustento.....	12
3.3.1 Generación Distribuida	12
3.3.2 Factores por considerar al implementar la Generación Distribuida	13
3.3.3 Ventajas de la Generación Distribuida.....	13

3.3.4	Paridad de red.....	14
3.3.5	Autoconsumo	15
3.3.6	Energía Fotovoltaica.....	17
3.4	Cargill de Honduras.....	20
IV.	Metodología	21
4.1	Enfoque	21
4.2	Variables de Investigación	21
4.3	Hipótesis.....	23
4.4	Técnicas e Instrumentos aplicados.....	23
4.1.1	Técnicas de recolección de datos.....	23
4.1.1.1	Búsqueda en la web.....	23
4.1.1.2	Entrevistas.....	23
4.1.1.3	Revisión de Documentos	24
4.1.2	Técnicas de análisis de datos.....	24
4.1.2.1	Análisis Técnico.....	24
4.1.2.1.1	LCOE.....	24
4.1.2.2	Análisis Económico.....	24
4.1.2.2.1	VAN.....	25
4.1.2.2.2	TIR.....	25
4.1.3	Instrumentos Aplicados.....	25
4.1.3.1	Excel	25
4.1.3.2	Google Earth.....	25
4.1.3.3	Helioscope	25

4.1.3.4	Homer Grid	26
4.5	Población y muestra.....	26
4.6	Metodología de Estudio	27
4.7	Metodología de Validación	29
4.8	Cronograma De Actividades	30
V.	Análisis y Resultados	30
5.1	Perfil de carga.....	30
5.1.1	Comportamiento.....	31
5.1.2	Cortes energéticos.....	35
5.2	Diseño Propuesto.....	36
5.3	Análisis energético.....	38
5.4	Carga y Producción	40
5.5	Corrección de factor de potencia.....	45
5.5	Costo Sistema Fotovoltaico.....	47
5.6	Análisis financiero	48
5.6.1	Análisis sin financiamiento	49
5.6.2	Análisis con financiamiento	51
5.7	Análisis Costo/Beneficio	54
5.8	Análisis de Sensibilidad.....	54
VI.	Conclusiones.....	56
VII.	Recomendaciones	57

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Perfil de carga del 4 de abril del 2020	3
Ilustración 2.Instalaciones de generación distribuida desde el 2015.....	11
Ilustración 3. Representación de la paridad de red en una instalación FV.....	14
Ilustración 4. Comportamiento de un sistema de Autoconsumo.....	16
Ilustración 5. (a) Sistema conectado a red, (b) Sistema Aislado.....	18
Ilustración 6. Diferencias entre paneles según fabricación.....	19
Ilustración 7: Variables de la investigación	22
Ilustración 8: Distribución de las granjas avícolas.....	27
Ilustración 9: Cronograma de Actividades.....	30
Ilustración 10. Vista Satelital de las Granjas Avícolas	31
Ilustración 11. Perfil de carga anual (2019).....	32
Ilustración 12. Perfil de carga 3-9 de abril 2020.....	33
Ilustración 13. Perfil de carga 17-30 de abril 2020.....	34
Ilustración 14. Perfil de carga 1-7 de junio 2018.....	35
Ilustración 15. Diseño detallado del sistema fotovoltaico.....	37
Ilustración 16. Perfil Anual.....	38
Ilustración 17. Comportamiento de la generación FV con respecto al consumo.....	40
Ilustración 18. Demanda promedio	41
Ilustración 19. Compras a la Red.....	42
Ilustración 20. Comparación de los sistemas energéticos enero-marzo.....	43

Ilustración 21. Comparación de los sistemas energéticos Abril-Junio	43
Ilustración 22. Comparación de los sistemas energéticos Julio-Septiembre	44
Ilustración 23. Comparación de los sistemas energéticos octubre-diciembre	44
Ilustración 24. Flujo de caja acumulado sin financiamiento.....	50
Ilustración 25. Flujo acumulado con financiamiento.....	53
Ilustración 26. Resultado sensibilidad sin financiamiento.....	55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Comparación de normativas de autoconsumo europeas.....	10
Tabla 2: Parámetros Generales del Sistema Fotovoltaico	38
Tabla 3: Datos técnicos Sistema Fotovoltaico.....	39
Tabla 4: Generación máxima promedio del Sistema Fotovoltaico	40
Tabla 5: Ahorro energetico mensual.....	42
Tabla 6: Análisis de excedentes	44
Tabla 7: Corrección Factor de Potencia	46
Tabla 8: Desglose de costos sistema fotovoltaico.....	47
Tabla 9: Datos de entrada situación Actual.....	48
Tabla 10: Datos de entrada situación propuesta	49
Tabla 11: Resultados Análisis Financiero sin financiamiento	50
Tabla 12: Datos de entrada situación propuesta con financiamiento	51
Tabla 13: Continuación tabla 10.....	52
Tabla 14: Resultados análisis con financiamiento.....	52
Tabla 15: Desglose Préstamo.....	53

Tabla 16: Variables análisis de sensibilidad.....	54
Tabla 17: Porcentaje de afectación de las variables.....	55

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Reporte Helioscope	61
Anexo 2: Reporte Homer Grid	64
Anexo 3: Ficha Técnica Módulo.....	78
Anexo 4: Ficha Técnica Inversor	780
Anexo 5: Flujo de caja escenario 1 años 1-12.....	82
Anexo 6: Flujo de caja escenario 1 años 13-25	82
Anexo 7: Flujo de caja escenario 2 años 1-12.....	83
Anexo 8: Flujo de caja escenario 2 años 13-25	84

GLOSARIO

Cogeneración: permite alcanzar rendimientos energéticos muy superiores a las tecnologías de generación térmica convencionales y por lo tanto su implantación contribuye a la reducción del consumo de energía. (García Garrido & Fraile Chico, 2018)

Consumidores: individuo que "compra bienes y servicios para su propio uso, para el uso del hogar, o como un obsequio para un tercero. En cada uno de estos contextos, los productos se compran para el uso final de los individuos, a quienes nos referiremos como usuarios finales o consumidores finales". (Schiffman et al., 2010)

Corto Circuito: "Subida de intensidad en un circuito eléctrico debido a la disminución de su resistencia eléctrica, por motivos de algún tipo de fallo (normalmente de aislamiento)"(Trashorras Montecelos, 2014).

Eficiencia Energética: "Uno de los elementos básicos del desarrollo sostenible pues permite mejorar la competitividad de los procesos productivos, las condiciones de confort y bienestar de la población, y reduce el impacto ambiental del uso de la energía"(Cedeño González & Rivas García, 2009)

Irradiación: energía recibida por unidad de superficie (Wh/m^2). (Díaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010)

Licitación: "Es uno de los procedimientos de contratación del estado que tiene por objeto asegurar que lo haga en las mejores condiciones posibles"(Meade Hervert, 2002)

Red eléctrica: se encarga de transportar energía de las plantas generadoras a los puntos de consumo y todo el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, de regulación de la tensión y de control de frecuencia requeridas.(Jacinto Viqueira Landa, 2010).

LISTA DE SIGLAS

BECOSA Bijao Electric Company S.A. de C.V.

CNE	Comisión Nacional de Energía
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
EEH	Empresa Energía Honduras
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
GD	Generación Distribuida
GIZ	<i>Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i>
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía
IVA	Impuesto al Valor Agregado
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i>
MBE	<i>Molecular Beam Epitaxy</i>
O&M	Operación & Mantenimiento
PER	Plan de Energías Renovables
SAV	<i>Solar Access Value</i>
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto

I. INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica se vuelve cada vez más atractiva para las empresas para reducir costos por consumo energético. Sin embargo, se cuenta con un recurso energético intermitente. A lo largo del día, el sol tiene un patrón de irradiación sobre la tierra, y durante el año este comportamiento varía. No se puede contar con el recurso de manera precisa y constante en el momento en el que se necesita, razón por la cual no resulta confiable como fuente primaria. La única opción disponible es el almacenamiento de la energía, y esta opción resulta costosa comparada con el beneficio que se va a obtener de ella.

Habiendo diseñado una instalación de manera inadecuada da a lugar a excedentes de generación energética inyectados a la red, especialmente si el momento de consumo más alto no coincide con el momento de producción energética más alta. Actualmente Honduras no tiene legislación de remuneración o penalidad por excedentes energéticos, sin embargo, no es ideal diseñar un sistema solar fotovoltaico que se desaproveche. En esta investigación se realizará un estudio de caso en granjas avícolas ubicadas en el municipio de Santa Cruz de Yojoa. Se pretende determinar el costo-beneficio de la implementación de un sistema de generación fotovoltaica. Para esto se tomará en cuenta el porcentaje de penetración fotovoltaica óptima, en la cual se maximice el autoconsumo.

Se observará el estudio en dos escenarios: el escenario actual, y un escenario con un sistema de generación fotovoltaico. Se realizará una simulación de una instalación fotovoltaica en las granjas de crecimiento de pollo ubicadas en Santa Cruz de Yojoa, tomando en cuenta los perfiles de carga de las instalaciones, observando demanda puntual, para diseñar el sistema de manera se disminuya el excedente a la red.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A continuación, se explicarán los precedentes de los problemas, para poder determinar donde se genera el problema y determinar una solución a este.

2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA

Al instalar un sistema de generación fotovoltaico se tiene que contar con el hecho de que el momento de mayor producción no es precisamente el momento de mayor consumo. Hay periodos de tiempo en el cual el consumo energético es bajo, lo cual llevaría a excedentes a la red por los cuales no se está recibiendo beneficio alguno. No es conveniente instalar más energía de la que se puede consumir en el momento de mayor consumo porque los excedentes se inyectan a la red y no hay legislación actual que permita que haya ningún tipo de remuneración.

Cargill cuenta con 48 años de trabajar en el país y posee diferentes granjas de crecimiento de pollo en el municipio de Santa Cruz de Yojoa. Cada una de las granjas cuenta con un rango de 4 a 10 galeras en las cuales el ciclo de crecimiento esta sincronizado, este ciclo consta de alrededor de 33 días de engorde seguido por 12 días en los cuales se desaloja el pollo, por lo que contar con un suministro eléctrico confiable es de vital importancia. Los paros de producción son constantes ya que existen muchos cortes de energía en la zona por parte de la empresa de suministro eléctrico, por lo que la necesidad de un sistema de generación complementario es cada vez más necesario.

En la ilustración 1 se puede observar el perfil de carga de las granjas de un día común, con comportamiento similar al promedio de demanda anual, en el cual se muestra que la mayor demanda se encuentra en horas del día, coincidiendo favorablemente las horas de demanda más alta con las horas de mayor generación fotovoltaica.



Ilustración 1: Perfil de carga del 4 de abril del 2020

Fuente: Creación propia basada en datos obtenidos del perfil de carga granjas avícolas.

2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Las granjas de crecimiento de pollo en Santa Cruz de Yojoa tienen su mayor consumo en climatización; hay estándares de temperatura que se deben cumplir para el adecuado crecimiento del ave. El promedio de demanda de las instalaciones es de 347.58 [kW], pero entre las horas de 11:00 AM a 1:00 PM la demanda promedio es de 415.77 [kW]. A pesar de que el comportamiento de consumo se alinea con las horas de mayor generación fotovoltaica, la operación particular de las granjas no permite el aprovechamiento adecuado de un generador fotovoltaico en una sola granja.

Se realizará un análisis costo beneficio de la instalación de un sistema de generación fotovoltaico en el que se tomen en cuenta los promedios de demanda de las seis granjas para reducir los excedentes energéticos, mejorando el autoconsumo.

2.3 JUSTIFICACIÓN

Actualmente las altas demandas de energía eléctrica, los altos índices de pobreza, los niveles de bajo ingreso per cápita y los altos precios de las tarifas afectan a las empresas, por lo que buscar una nueva forma de abastecer su demanda resulta cada vez más atractivo. La utilización de nuevas fuentes de energía ayuda a la diversificación de la matriz energética del país en la cual mediante datos de la CEPAL se ha observado un incremento del 24% por parte de las fuentes renovables desde el 2016, una de las mejores apuestas es la energía solar la cual genera un ahorro directo con respecto al costo de la factura eléctrica que cada día es más alto. José Antonio Morán (2020) presidente de la CREE, advirtió al pueblo hondureño que los impactos en las sequías podrían afectar los precios de las tarifas a principios del 2020 incrementando la factura eléctrica en un promedio de 2.9% por kWh produciendo grandes inquietudes a los consumidores los cuales en los últimos cinco años muchas empresas Hondureñas han tomado la iniciativa de instalar sistemas fotovoltaicos por diversas razones, entre ellas reducir el gasto en consumo de energía, ahorrar en el costo de producción y ayudar al medio ambiente. Vásquez (2017) asesor técnico de GIZ asegura que los costos de instalación de la energía fotovoltaica han reducido casi al 40% y las empresas pueden ahorrar hasta un 20% con estos sistemas. Sin embargo, existen periodos de tiempos en que el sistema genera más energía que la que se consume por lo que existe un excedente y periodos en los cuales el consumo propio es mayor que la producción propia, por lo que un sistema de autoconsumo acorde al porcentaje de penetración FV lograra maximizar la energía consumida del sistema fotovoltaico.

2.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Cuánto es el porcentaje de energía generada enviada a la red?
2. ¿Cuál es el consumo promedio en las granjas avícolas?
3. ¿Se puede aprovechar el máximo pico de producción energética del sistema fotovoltaico?
4. Sin una legislación establecida en el país, ¿qué medidas se pueden realizar para no desaprovechar los excedentes de energía?
5. ¿Cuál es el porcentaje de penetración fotovoltaica de la instalación?
6. ¿Cuál es la capacidad óptima que deberá tener el sistema de generación solar fotovoltaico?
7. ¿Qué ahorro anual se podría lograr con este sistema?

2.5 OBJETIVOS

Como elemento fundamental para lograr las metas esperadas en la elaboración del proyecto se establecen los siguientes objetivos del trabajo.

2.5.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar el costo-beneficio de la implementación de un sistema solar fotovoltaico en las granjas avícolas de Santa Cruz de Yojoa.

2.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analizar el comportamiento de la demanda energética en la granja a lo largo del año para establecer el consumo.
2. Determinar la capacidad óptima de la planta de generación solar fotovoltaica para reducir los excedentes energéticos.
3. Realizar un análisis financiero del sistema de generación solar fotovoltaico.

III. MARCO TEÓRICO

La información que se brindara a continuación son conceptos clave que proporcionaran soporte al punto de vista con el objetivo de obtener una idea más clara acerca del tema de investigación.

3.1 SITUACIÓN ACTUAL EN HONDURAS

Honduras es un país con gran potencial energético, posee una cobertura eléctrica del 92% con fuentes de producción energética variadas con un 62.8% de generación a base de energías renovables y un 37.2% de no renovables. Honduras ha ido utilizando sus recursos como país para intentar dejar de lado las importaciones de otros países y situando a la energía hidráulica como su fuente de energía renovable primaria, seguido de la hidráulica Honduras posee 923.71 GWh de energía a base del recurso solar por lo que la energía fotovoltaica ha sido una de sus mayores propuestas por sus numerables ventajas y accesibilidad de sus sistemas.

Uno de los mayores retos tanto para Honduras como para otros países es abrir el mercado a la generación de nuevas fuentes energéticas por lo que optar por incentivos para la realización de estos proyectos resulta un método viable. Existen distintos actores claves del sector eléctrico la Secretaría de Energía se encarga de coordina el accionar de los distintos actores que intervienen en el desempeño del sector eléctrico, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) revisa y regula las tarifas con base en el análisis de costos que entrega la ENEE y define las reglas del funcionamiento del sector eléctrico del país, las empresas generadoras son los encargados de producir la energía y venderla a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), la ENEE se encarga de la operación y mantenimiento de los sistemas de generación, transmisión, alumbrado público y expansión de la red, la EEH contratado por la ENEE para operar el sistema de distribución y comercialización de la energía, el Cliente o Usuario es un actor clave al hacer el pago oportuno de tu servicio y uno uso eficiente de su energía todos estos forman parte de las decisiones impartidas en el país.

El impulso del gobierno de Honduras por diversificar la matriz energética produjo ciertos incentivos para la generación de energía eléctrica a base de recursos renovables, por lo que se

dio la creación de planes a corto y mediano plazo para la construcción de grandes plantas de energía eléctrica y la independencia de varias plantas térmicas, gracias a esto el comportamiento de la energía eléctrica que entre los años pasados estuvo liderado por la generación térmica ha decrecido para ser sustituida por la generación renovable por los múltiples desarrollos de proyectos a partir del año 2000 por parte del sector privado facilitado por la incorporación de la Ley de incentivos a la generación de energía con recursos renovables, entre estos se puede observar el decreto 85-98 de abril de 1998 que es la ley de incentivos con fuentes renovables, el decreto 267-98 de diciembre de 1998 la reforma a la ley de incentivos, el decreto 45-2000 de mayo del 2000 la reforma del artículo 12 decreto 267-98 y por último el decreto 70-2007 la ley de promoción a la generación de energía eléctrica con recursos renovables presentada en octubre del 2007, en la cual se presentan múltiples incentivos y beneficios por la implementación de dichos proyectos entre ellos se pueden observar exoneraciones de impuestos, tasas y aranceles e incentivos en cuanto a la venta de energía ya sea a la ENEE o venta a terceros.

En agosto del 2009 el país presento un escenario de crisis en el que se vio involucrado el presidente de la republica que en ese año el poder estaba a cargo de Manuel Zelaya, un mes después la empresa nacional de energía eléctrica anuncio la licitación internacional 100-1293-2009, para la contratación de 250MW de energía renovable, la cual en diciembre del mismo año se concluyó el proyecto con más de 50 ofertas por lo que al final se obtuvieron un total de aproximadamente "708MW de Energía renovable, los 50 proyectos y más de 400MW vendidos a terceros" (CNE, 2011). Cumpliéndose así uno de los objetivos clave que la innovación por medio de medidas operativas para lograr un uso más confiable, seguro y eficiente de la energía ya que la implementación de nuevos proyectos crea cierta complejidad en la planificación energética la cual ya se tiene establecida por lo que es trabajo de la CNE crear reglamentos de ventas de energía, de expansión de energía y ciertas remuneraciones de los servicios de la red.

La Ley promoción a la generación de energía eléctrica con recursos renovables en su tercer articulo dicta que las empresas privadas o mixtas generadoras de energía eléctrica renovable pueden vender la energía ya sea a grandes consumidores, empresas distribuidoras de energía o a la ENEE con la obligación de firmar un contrato conforme a los requerimientos que aplican la ley. La ENEE formulo emitir un dictamen el 9 de enero de 2014 en cumplimiento de la ley marco

del subsector eléctrico para obtener un contrato de suministro de energía eléctrica entre dicha empresa y BECOSA, el proyecto fue nombrado BECO 60 el cual está ubicado en la comunidad de río Bijao, municipio de Choloma. El comprador que en este caso será la ENEE comprara la energía generada por la planta con una capacidad inicial de 60,000 kW con una producción estimada anual de 466, 560,000 kWh/año al cual se le restara una energía requerida por un grupo de empresas por lo que su demanda es de 400, 000,000 kWh/año conectado a una tensión nominal de 138 kV.

3.2 AUTOCONSUMO EN EL MUNDO

Se han realizado varias prácticas de sistemas de autoconsumo los cuales han demostrado su eficacia en varios estados, por parte de los consumidores de energía la idea de instalar su propio sistema resulta tentadora ya que esto permite tener un sistema más sostenible y abre paso a empleos lo cual ayuda al bienestar económico.

3.2.1 ESPAÑA

“Para el caso de España en cuanto a la tecnología eólica, la evolución de potencia instalada destinada al autoconsumo y generación distribuida seguirá previsiblemente la línea de crecimiento marcada en el PER 2011-2020 realizado por la IDAE” (Colmenar Santos, 2015). En España como en muchos países la idea del autoconsumo ha sido impulsada por el gobierno como un cambio radical para el sector de la energía por lo que las últimas medidas del consejo de ministros para impulsar el autoconsumo es el Real decreto de abril que es el decreto 244/2019 del 5 de abril en el cual se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. En la actualidad se puede observar que esta tendencia del autoconsumo ya había sido aplicada hace años, pero su auge ha aumentado tras la eliminación del impuesto al sol según el decreto 244/2019 el cual consistía en que todas las personas que poseían un sistema fotovoltaico de autoconsumo tenían que pagar un peaje por recibir este tipo de energía y seguir conectados a la red eléctrica general.

La norma tiene como objeto dejar en claro que es una instalación de autoconsumo, como estas se deben de desarrollar, como se manejaran las compensaciones y como se llevara a cabo la

organización de los procedimientos para obtener una inscripción y poder hacer uso tanto de la ley como de los beneficios propuestos para ello toda instalación de autoconsumo debe poseer determinado equipo de medición necesarios para la correcta facturación.

3.2.2 ALEMANIA

Alemania es un país el cual posee alta penetración de energía fotovoltaica por lo que en el 2020 se había considerado este cumpliría su objetivo. Considerado como el líder mundial del autoconsumo este país posee un marco regulatorio el cual permite estos sistemas, una de las principales políticas relevantes para el autoconsumo es la Ley de Energía Renovable la cual ha servido como apoyo a la promoción de nuevos proyectos energéticos teniendo éstos prioridad. Un claro ejemplo de los incentivos que estos brindan son las primas las cuales se brindaban hasta el 2012 a dueños de instalaciones fotovoltaicas para alentarlos a auto consumir. Las primas que se brindan son relativamente bajas estas están entre 0.0971 \$/kWh y 0.124 \$/kWh todo dependiendo del tamaño del sistema.

Para los sistemas aislados que poseen la necesidad de almacenar su energía desde mayo del 2013 existe cierta ayuda para el almacenamiento para las instalaciones que son menores de 30 kWp que incluye una ayuda en la inversión hasta del 30%. Para el auto consumidor que poseen sistemas conectados a red en el 2012 se alcanzó la paridad de red de la energía en la cual la energía que es inyectada a la red se retribuye a un precio menor que el precio que se compra.

3.2.3 ITALIA

Posee una de las mejores prácticas de generación distribuida y tiene apoyo regulatorio de su gobierno. Italia es un país con alto potencial en generación de energía fotovoltaica ya que su irradiación solar es muy alta por lo que estos sistemas de generación resultan muy factibles. Actualmente este país impone un sistema muy atrayente a los consumidores energéticos en el cual les propone un esquema de soporte muy atractivo ya que desde el comienzo ha obtenido buenos resultados con la generación renovable, un ejemplo de esto fue haber alcanzado en 2014 el 17% de generación renovable una meta que la tenía propuesta para el 2020. Entre sus políticas

de autoconsumo se puede encontrar tarifas aplicables en las cuales el consumidor se puede beneficiar y la aplicabilidad de estas está asociada a la capacidad del sistema instalado.

País	Incentivos legales a la utilización de renovables (fotovoltaica)
Alemania	Acceso prioritario de las energías renovables a la red, retribución por vertidos a la red para instalaciones más pequeñas de creciente creación (hasta 100kW), Mecanismo de licitaciones para grandes superficies de grandes plantas de energía · Desde 2019, se reducen las cuantías de retribución de vertido entre febrero y mayo de cada año.
Francia	Obligación de compra durante 20 años· Retribución de vertido (hasta 100kW), sistema de licitaciones, Créditos fiscales, IVA reducido, Eco-préstamos sin intereses y Exención del impuesto sobre bienes inmuebles.
Portugal	Tras el fin del programa “Aviso 25 – Eficiencia Energética nos Edificios” finalizado en noviembre pasado, no existen en la actualidad mecanismos de apoyo a la generación de renovables con la excepción de tecnología experimental y programas de cogeneración e Incentivos aplicados a programas de expansión de la red de transmisión eléctrica.
Italia	Acceso prioritario de las energías renovables a la red, Sistema de retribución por vertido Certificados de eficiencia energética, Régimen simplificado de compraventa de energía para plantas de hasta 10MW, balance neto y IVA reducidos
España	Eliminación de tasas al autoconsumo, Supresión del límite de potencia contratada, Autoconsumo compartido Sistema de compensación de vertido y Posibilidad de producción por terceros.

Tabla 1: Comparación de normativas de autoconsumo europeas

Fuente: Creación propia en base a (Cambio Energético, 2019)

3.3.4.MÉXICO

En México se aprobó una reforma energética en el 2013, la cual tenía como objetivo incrementar el porcentaje de energía de origen renovable en el país. Catalogaba a las personas en las siguientes modalidades: auto consumidor, productor independiente, pequeño productor, cogeneración, y exportación e importación de energía. Para la modalidad de auto consumo solo

está disponible para fuentes de energía renovable. En 1992 se presentó la Ley de servicio público de Energía Eléctrica la cual permitió que el sector privado pudiera autoabastecerse y ser productores independientes. Para disminuir las emisiones de CO₂ y obtener una generación más limpia el 21 de agosto del 2012 la secretaria de energía de México publico una resolución por parte del plan de desarrollo 2007-2012 en la cual aprobaba el modelo de contrato para la interconexión de sistemas de pequeña escala entre ellos modelos de hasta 0.5MW.

3.2.5 CHILE

Es uno de los países latinoamericanos con mejores sistemas de generación distribuida, estos sistemas han tenido auge gracias a que Chile proporciona una buena calidad de suministro sin importar que los sistemas estén en zonas alejadas, es por esto que desde el 2015 las instalaciones de generación distribuida han ido en aumento.

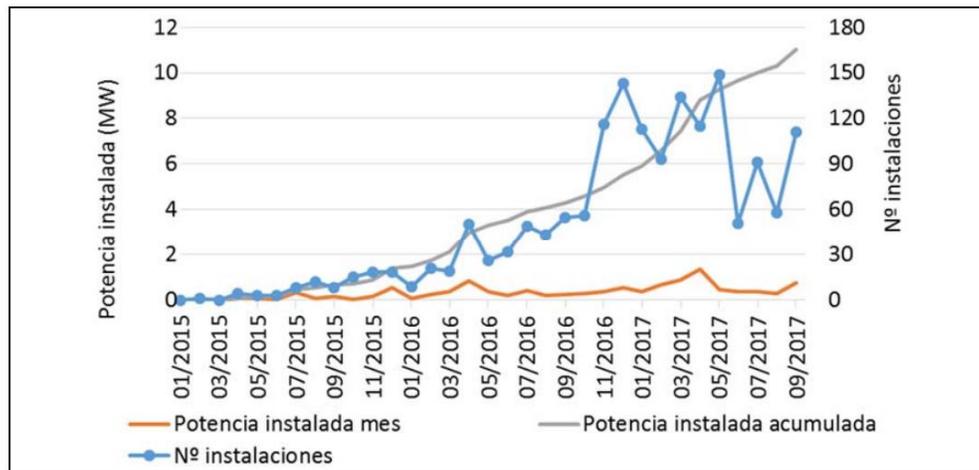


Ilustración 2. Instalaciones de generación distribuida desde el 2015

Fuente:(CNE, 2017)

Posteriormente en el 2016 el ministerio de energía anuncio que se crearía un nuevo comité de desarrollo de energía solar en el 2016 esto para lograr promover la instalación de sistemas fotovoltaicos y el uso de nuevas fuentes de generación, en los sistemas de instalación distribuida

y autoconsumo es permitido que el consumidor venda sus excedentes de energía ya sea al costo de distribución o a un costo marginal establecido esto conforme al sistema, para poseer un sistema de autoconsumo los consumidores deben de haber instalado una potencia $\leq 2\text{MW}$ de Eólica, fotovoltaica o hidráulica. A parte de esos incentivos existen otros programas que brindan apoyo a las energías renovables entre ellos los proyectos piloto de renovables del 2008 y generación fotovoltaica en hogares y locales comerciales del 2017 entre otros.

3.3 TEORÍAS DEL SUSTENTO

A continuación, las siguientes teorías brindaran un sustento a la investigación al ser temas previamente investigados por expertos que ayudaron a la realización de este documento.

3.3.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Casi toda la generación de energía la cual pasa por las líneas de transmisión y es consumida por las personas es generada en grandes centrales de generación de energía. Hace años esta era producida solo por fuentes no renovables, con las nuevas actualizaciones y el descubrimiento de nuevas fuentes la utilización de las fuentes renovables es cada día más utilizada. Este tipo de tecnologías se encuentran implementadas en lugares fuera del casco urbano por la necesidad de disposición de grandes extensiones de terreno para la instalación de dichas potencias las cuales terminan siendo transportadas por largas líneas de transmisión de alta tensión hasta llegar a cada consumidor, este es el modelo normalmente conocido y más común el cual se distribuye en: sistema de generación, sistema de transmisión y sistema de distribución. Actualmente, en muchas partes del mundo se ha realizado la instalación de sistemas de generación conectados en paralelo que han sido denominados sistemas de generación distribuida que son sistemas los cuales son de baja potencia, se encuentran conectados a la red de distribución y están instalados cerca de donde se encuentran las cargas que se desean alimentar. Este tipo de generación se encuentra cerca del consumidor, por eso, en estos casos el cliente no es solamente el generador, sino también el consumidor de energía.

3.3.2 FACTORES POR CONSIDERAR AL IMPLEMENTAR LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Como se observó el uso de estas tecnologías presenta muchas características favorables para su implementación, no obstante, no todo es favorable para estos sistemas ya que antes de implementarlos se debe de tomar en consideración ciertas dificultades que estos presentan para su operación al momento de la interconexión

- El cambio en los perfiles de tensión a lo largo de las redes de distribución, que depende de la energía producida por las unidades de GD y de los niveles de consumo, lo que conduce a un comportamiento diferente de lo normal.
- El cambio en las pérdidas de energía en el sistema, en función de la producción y niveles de carga.
- La congestión de redes eléctricas, también en función de la producción y niveles de carga.
- El incremento en los niveles de corrientes de corto circuito con flujos en varias direcciones (pérdida de radialidad de redes de distribución).
- Transitorios electromagnéticos que aparecerán como un resultado de conexión y desconexión de generadores, o aún, como resultado de su operación.
- El efecto sobre la calidad del producto técnico y la confiabilidad del sistema eléctrico.
- Más necesidades de automatización en protección y control de la red de la empresa eléctrica, ya que se debe coordinar con las protecciones instaladas en el lado de la GD.
- Señal distorsionada para la determinación de la reserva necesaria para la seguridad del sistema eléctrico (Miguel Ángel Figueroa Rivera, 2012).

3.3.3 VENTAJAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida tiene muchas ventajas para la industria eléctrica, sin embargo, el uso extendido de estos sistemas presenta desafíos en su integración sobre el sistema eléctrico ya existente, por esto es que a la hora de implementar este tipo de tecnologías se debe de contar con un sistema regulatorio vigente que ayuden a tener clara de que forma es que se deben de manejar para así poder operar de forma segura, confiable y tener acceso a los siguientes beneficios:

Ahorro económico: El ahorro es producido ya que se comienza a consumir energía del sistema distribuido por lo que se utiliza menos la energía consumida de la red, gracias a esto los costos de la factura eléctrica reducen.

Reducción de pérdidas: Como se mencionó anteriormente la energía que se distribuye en las redes de alta tensión recorre grandes distancias lo cual provoca a que existan pérdidas energéticas en el transporte, por lo que al tener el sistema a corta distancia ayuda a disminuir este tipo de pérdidas en el sistema.

Energía limpia: En su mayoría este tipo de sistemas son implementados e incentivados por el uso de tecnologías renovables por lo que ayudan al medio ambiente disminuyendo el uso de combustibles fósiles y las emisiones de CO₂

Incremento en la actividad económica: Al realizar la implementación y construcción de nuevos proyectos se fomenta la oportunidad de empleos por lo tanto la actividad económica del sector ya que también la demanda existente puede permitir la creación de nuevas empresas.

Como se observó la implementación de los sistemas de generación distribuida poseen múltiples beneficios ya que estos brindan una mejor provisión de electricidad y también la oportunidad de una reducción de la dependencia energética gracias al autoconsumo energético.

3.3.4 PARIDAD DE RED

Todas las fuentes de generación de energía tienen un costo definido por esto es que el término paridad de red es definido como la situación en que una fuente de energía puede generar energía a un costo menor que la energía de la red eléctrica. Este término es empleado mayormente en la generación de energía fotovoltaica ya que se ha observado una reducción en el precio de los equipos y se da esta situación.

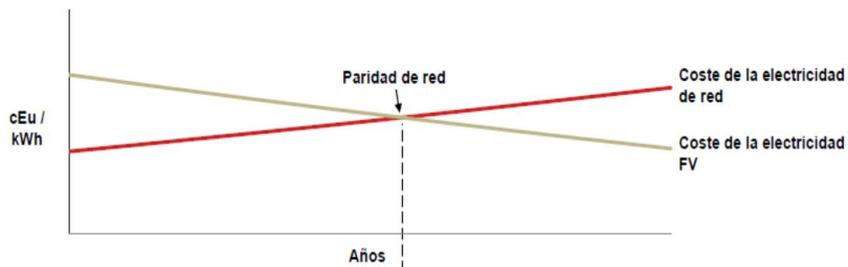


Ilustración 3. Representación de la paridad de red en una instalación FV.

Fuente: (Colmenar Santos, 2015)

En la gráfica se puede observar el comportamiento del costo de la energía fotovoltaica con respecto al consumo durante los años, en el caso de la electricidad de la red esta no requiere de un alto costo de inversión, pero se depende del precio de las tarifas y otros factores, mientras la energía fotovoltaica posee cierto costo de inversión, pero a medida de los años esta inversión retorna por lo que la implementación de estos sistemas es factible.

Para analizar la paridad de red en la energía fotovoltaica es necesario analizar:

- El índice de irradiación
- El costo de la instalación fotovoltaica
- El precio del consumo de la electricidad de la red

Estos factores son determinantes ya que la paridad de red varia de un lugar a otro ya que no todos los lugares tienen la misma irradiación, de un cliente a otro ya que cada sistema tiene determinados factores y hasta de la hora del día por los niveles de la irradiación.

3.3.5 AUTOCONSUMO

El autoconsumo permite compensar la energía producida por la instalación generadora, con los consumos realizados en la vivienda o industria que ha realizado la instalación de generación, de una manera instantánea (Colmenar Santos, 2015). Por lo que, las instalaciones de autoconsumo brindan la opción al consumidor de generar energía para cubrir sus propias necesidades.

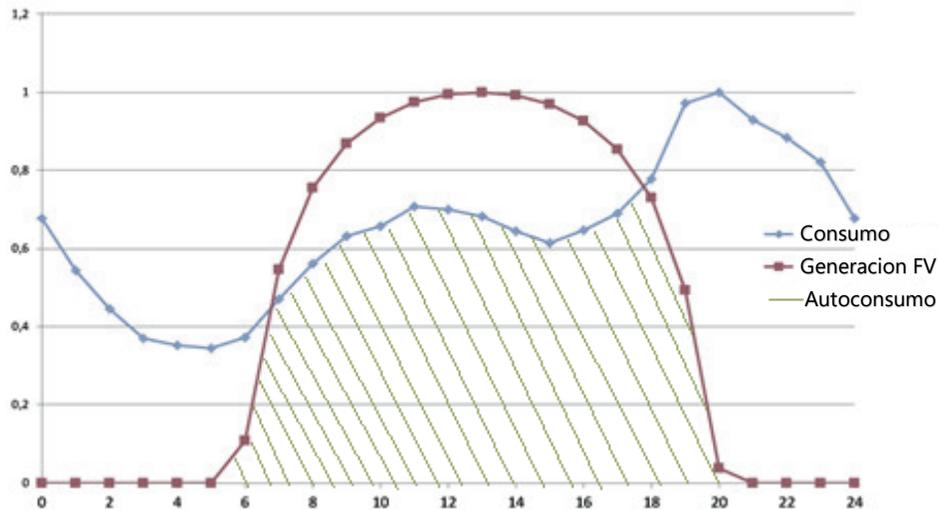


Ilustración 4. Comportamiento de un sistema de Autoconsumo

Fuente: (Edgardo Vinson et al., 2014)

Consumo: Corresponde al consumo energético que se tenga por parte del consumidor, este varía dependiendo de las cargas conectadas y su forma depende de los hábitos que se tengan y la forma de uso de los equipos.

Generación FV: Corresponde a la energía generada por parte del sistema fotovoltaico, esta posee forma de campana ya que su comportamiento se basa en las horas de radiación, siendo estas mayormente al medio día.

Autoconsumo: Representa la energía que fue generada por el sistema y es aprovechada para cubrir la demanda. Esto quiere decir que es energía aprovechada.

Las oportunidades que el sistema de autoconsumo aporta a la sociedad son:

- Abaratar el coste de la energía en los hogares, comercios e industrias.
- Atenuar la dependencia energética de los combustibles fósiles y de terceros países.
- Cumplir con los compromisos europeos de desarrollo de las renovables y de la Eficiencia energética.

– Crear una nueva sociedad donde exista la democracia energética (Lido Nagatsuka Barceló, 2013).

Al implementar un sistema de autoconsumo es de vital importancia determinar la factibilidad de este por lo que se deben de realizar ciertos análisis, así mismo, se puede determinar que una instalación fotovoltaica destinada al autoconsumo resulta factible si su energía es más barata que la energía que es suministrada por la red en ese mismo punto, lo que en estos casos se afirma que ha superado la paridad de red.

3.3.6 ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es un tipo de energía obtenida gracias a la radiación del sol sobre módulos fabricados mayormente de silicio, este tipo de energía pertenece al grupo de energías renovables ya que su recurso es inagotable. Una de las ventajas de este tipo de energía es que no produce gases de efecto invernadero los cuales contaminan al medio ambiente por lo que la hace una opción prometedora para todos los países. Al comienzo para instalar este tipo de tecnologías se necesitaba grandes extensiones de terreno por lo que solamente eran instalados a las afueras de la ciudad y no se podían utilizar en áreas urbanas, pero actualmente estos sistemas son implementados en cualquier área de los países pudiendo instalarlos hasta sobre los techos utilizándolos para generación de electricidad en áreas industriales, comerciales y residenciales.

Existen dos tipos de sistemas, los sistemas de conexión a red y los sistemas aislados. Los sistemas de conexión a red son los que están mayormente localizados en las zonas urbanas ya que disponen de una conexión a la red eléctrica, mientras los sistemas aislados se encuentran localizados en zonas rurales mayormente donde no se tiene acceso a una red eléctrica por lo que disponen de equipo de almacenamiento de energía como baterías.

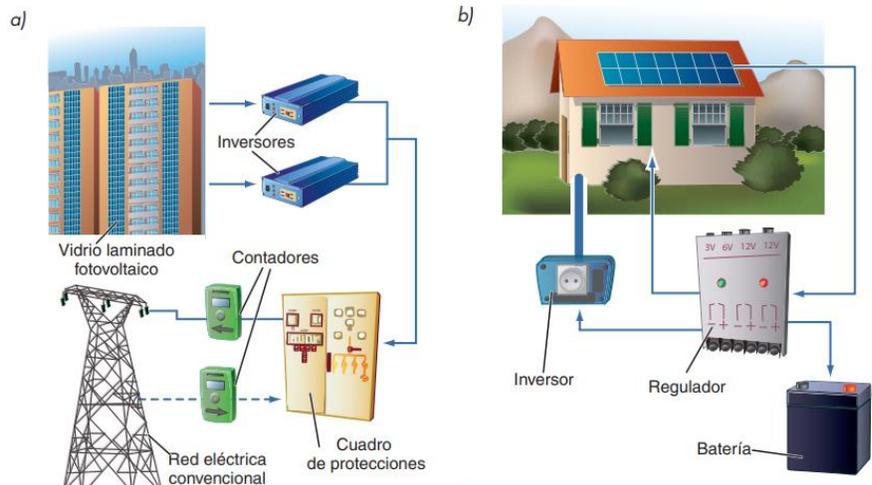


Ilustración 5. (a) Sistema conectado a red, (b) Sistema Aislado

Fuente: (Díaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010)

Sistema de conexión a red

“Aquellas en las que existe una conexión con la Red de Distribución Pública, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella. La fuente preferente de suministro podrá ser tanto los grupos generadores como la Red de Distribución Pública, quedando la otra fuente como socorro o apoyo. Para impedir la conexión simultánea de ambas, se deben instalar los correspondientes sistemas de conmutación”(BAYOD RUJULA, 2009).

Los componentes de una instalación conectada a la red como se pudo observar en la Fig. Son varios, entre estos componentes están:

Modulo solar: Están conformados por varias celdas conectadas entre sí las cuales reciben la irradiación del sol y la convierten en corriente directa, existe diferentes tipos de paneles solares, los mono cristalinos y poli cristalinos que están fabricados d silicio cristalino y los amorfo fabricados de silicio amorfo por lo que sus diferencias se determinan por la fabricación, entre los tres modelos existen diferentes características las cuales se muestran en la tabla las cuales ayudan a elegir qué modelo es la mejor opción a instalar.

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Tabla 1.1. Diferencias entre los paneles según la tecnología de fabricación.

Ilustración 6. Diferencias entre paneles según fabricación.

Fuente: (Díaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010)

Inversor: Las cargas que se encuentran en los lugares necesitan alimentarse de corriente alterna por lo que es necesario conectar inversores los cuales transformen la corriente directa de los módulos en corriente alterna para alimentar los aparatos eléctricos.

Panel de distribución: Ya que existen muchos circuitos y sistemas conectados el uso de un panel de distribución ayuda a tener un mayor entendimiento de la separación de los sistemas de energía y distribuir la corriente a diferentes puntos. Su distribución puede ser principal cuando se conecta directamente a la línea o secundaria que deriva del principal.

Medidor Eléctrico: Normalmente las empresas de suministro eléctrico brindan un medidor el cual se utiliza para calcular la energía que es utilizada este la mide en [kWh] para posteriormente después de ciertos cálculos brindar el total a pagar por el consumidor, al instalar un sistema de energía esto puede ocasionar que el medidor existente no logre diferenciar entre la energía que el sistema fotovoltaico entregue y la que suministra la red por lo que esto ocasiona que no se pueda observar ahorros económicos. Para solucionar esta situación se debe de instalar un medidor bidireccional el cual se encarga de calcular la energía del sistema fotovoltaico y restarla al consumo del servicio de luz.

Sistema de Distribución eléctrico: Llamado también red de distribución "forman una parte muy importante de los sistemas de potencia porque toda la potencia que se genera se tiene que

distribuir entre los usuarios y éstos se encuentran dispersos en grandes territorios" (Juárez Cervantes, 1995)

3.4 CARGILL DE HONDURAS

Opera en Honduras en los sectores de nutrición animal y producción y venta de carne con las marcas de Pollo Norteño y Embutidos Delicia. Las oficinas generales están ubicadas en San Pedro Sula, sin embargo, la compañía opera en varias ubicaciones distintas del país. En el municipio de Santa Cruz de Yojoa se encuentran las granjas de engorde de pollo.

Hay distintas granjas de crecimiento de pollo en el municipio de Santa Cruz de Yojoa, en el departamento de Cortés. Cada granja cuenta con una cantidad de galeras (cantidad de galeras varía de granja a granja, sin embargo, se encuentra en un rango de 4 a 10 galeras), en las cuales el ciclo de crecimiento está sincronizado entre galeras de una granja, pero es simultáneo entre las distintas granjas.

El ciclo de crecimiento de pollo consta de alrededor de 33 días de engorde, seguido por un periodo de aproximadamente 12 días en los cuales se desaloja el pollo y la granja queda vacía. El consumo energético en la granja se localiza en su mayoría en climatización de las galeras para el ave. En las distintas etapas de crecimiento la galera tiene una demanda diferente en climatización. Al momento de ser trasladado el pollito a la granja requiere una temperatura controlada de 32 [°C]. La temperatura debe disminuir gradualmente, ya para el día 21 necesita una temperatura de 20 [°C]. Luego de esto se debe mantener esta temperatura hasta el día 33, en el cual es trasladado el pollo para su procesamiento. Es entonces cuando inicia el periodo de bajo consumo, en el cual solo hay consumo energético de las áreas de vigilancia, bombas en las galeras, e iluminación.

IV. METODOLOGÍA

En este apartado se planea aclarar de forma breve como se llevará a cabo el proyecto, detallando el tipo de investigación a realizarse y el procedimiento a desarrollar con sus determinados métodos.

4.1 ENFOQUE

“El enfoque de la investigación es un proceso sistemático, disciplinado y controlado y está directamente relacionada a los métodos de investigación que son dos: método inductivo generalmente asociado con la investigación cualitativa que consiste en ir de los casos particulares a la generalización; mientras que el método deductivo, es asociado habitualmente con la investigación cuantitativa cuya característica es ir de lo general a lo particular” (Manuel Ildefonso Ruiz Medina, 2011). Para esta investigación se utilizarán los dos enfoques de investigación tanto cuantitativo como cualitativo por lo que el enfoque se determina como un enfoque mixto.

El enfoque cuantitativo será utilizado ya que se obtendrá una recolección de datos a medir con el fin de obtener resultados objetivos para una respuesta estructurada.

El enfoque cualitativo será empleado para observar cómo afectaran los determinados fenómenos la situación actual para obtener un resultado subjetivo.

4.2 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

“Una variable es una propiedad que puede fluctuar y cuya variación es susceptible de medirse u observarse” (Hernández Sampieri et al., 2014) en otras palabras es una característica de un individuo y son de vital importancia de estudiar ya que estos son los factores que pueden cambiar en el transcurso de los análisis y que necesitan ser observados para determinar un resultado.

Las variables pueden ser divididas en diferentes categorías, para esta investigación tenemos dos tipos de variables, la variable dependiente “Es aquella cuyos valores dependen de los que asuma otra variable”(María Isabel Núñez Flores, 2007), en este caso se refiere a la independiente

y la variable independiente "Es la variable que el investigador manipula para ver los efectos que produce en otra variable" (Buendía Eisman et al., 1998).

Se determinó como variable dependiente el índice costo beneficio ya que este representa la rentabilidad y el valor del dinero en el tiempo con el cual se planea estimar los costos de implementación del proyecto y a poner énfasis en los beneficios colaterales tanto para las granjas como para los consumidores.

Como variables independientes se identifican el *LCOE* que es una herramienta utilizada para conocer cuál es el verdadero costo de la energía a lo largo del tiempo tomando en consideración el sistema de generación y los excedentes, los cuales son fundamentales a estudiar en instalaciones de autoconsumo ya que son clave para establecer las pérdidas del sistema.

Todas las variables por considerar deben de tener la característica de poder ser medibles para ello se debe de identificar ciertas propiedades métricas que en conjunto detallen el comportamiento de la variable en estudio.

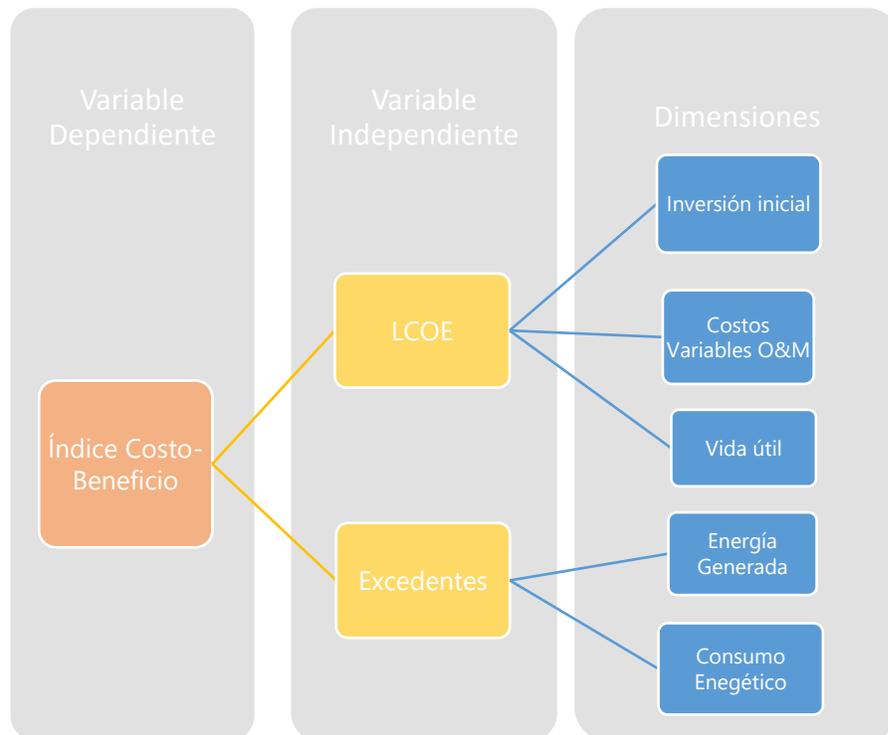


Ilustración 7: Variables de la investigación

Fuente: Elaboración propia.

4.3 HIPÓTESIS

“Las hipótesis son las guías de una investigación o estudio. Las hipótesis indican lo que tratamos de probar y se definen como explicaciones tentativas del fenómeno investigado. Se derivan de la teoría existente y deben formularse a manera de proposiciones”(Hernández Sampieri et al., 2014)

Existen diferentes tipos de hipótesis en este caso se realizó una hipótesis de investigación la cual se caracteriza por ser tentativa y relacionar dos o más variables.

Hipótesis de investigación: El costo beneficio de implementar un sistema fotovoltaico presenta un mejor beneficio si se cuenta con un diseño que permita la maximizar el autoconsumo.

Hipótesis Nula: El costo beneficio de implementar un sistema fotovoltaico presenta un menor beneficio si se cuenta con un sistema que no permita maximizar el autoconsumo.

4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

La aplicación de técnicas e instrumentos al realizar una investigación se relaciona con el enfoque ya que cada tipo de investigación requiere de determinadas técnicas o instrumentos para la realización de esta, sin embargo, es de gran ayuda encontrar las herramientas adecuadas ya que facilitara el acceso a resultados.

4.1.1 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

La recolección de datos es el primer paso por realizar en una investigación y requiere de diferentes métodos para obtener la información precisa.

4.1.1.1 Búsqueda en la web

El modelo a implementar en esta investigación no se posee en el país por lo que se realizó una búsqueda de información del tema referente en diferentes sitios, libros y enciclopedias para mayor referencia.

4.1.1.2 Entrevistas

“Son encuestas en las que el entrevistador entra en contacto personal con los encuestados y les hace una serie de preguntas previamente establecidas.” (MARTÍNEZ MEDIANO & GALÁN

GONZÁLEZ, 2014) Esto se realizó con el fin de conocer los problemas, necesidades y comportamientos a los que se enfrentan en las granjas y poder obtener información de la situación actual que presentan.

4.1.1.3 Revisión de Documentos

Para lograr identificar los datos necesarios para realizar la investigación se necesita un registro de los datos energéticos y generales de la base de datos de las granjas para realizar una inspección y evaluación con mayor facilidad y obtener información más precisa y fiable.

4.1.2 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS

Los datos recopilados deben ser sometidos a diferentes técnicas y ciertos análisis preliminares para poder obtener resultados concretos.

4.1.2.1 Análisis Técnico

Al realizar el estudio técnico se propone analizar las diferentes opciones para diseñar el sistema fotovoltaico que cumpla con los requisitos adecuados.

4.1.2.1.1 LCOE

El costo nivelado de energía es una medida que se utiliza para tener el costo de producción que tiene un kilowatt hora; toma en cuenta generación energética durante la vida útil del proyecto, la inversión inicial de un proyecto, costos fijos y variables de operación y mantenimiento a lo largo de su duración, y costo de combustible a lo largo de la vida útil del proyecto. En el caso particular de generación de energía fotovoltaica no hay costo por combustible, razón por la cual no se tomará en cuenta para el estudio.

4.1.2.2 Análisis Económico

La factibilidad de un proyecto se determina utilizando índices financieros que proyectan el comportamiento económico de este.

4.1.2.2.1 VAN

El VAN, o valor actual neto, se utiliza como una herramienta que contextualiza el valor del dinero del futuro al presente, para poder medir cuánto dinero se gana o se pierde en una inversión. Se calcula en unidades de dinero, por lo cual se puede usar el dólar o el Lempira.

4.1.2.2.2 TIR

La tasa interna de retorno se utiliza para medir la tasa de interés que puede ofrecer una inversión. Está relacionada con el VAN. La medición es de rentabilidad, entonces se mide en porcentaje.

4.1.3 INSTRUMENTOS APLICADOS

La aplicación de instrumentos sirve para complementar el uso de técnicas ya que ayudan a obtener una mayor validez y confiabilidad de los datos obteniendo también un mejor registro visual de la situación.

4.1.3.1 Excel

Las hojas de cálculo proporcionan numerosas posibilidades de procesar la información numérica ya que brindan un mejor registro de los datos de forma ordenada y dan acceso a sencillas fórmulas matemáticas, tablas y graficas con las que se muestra visualmente la distribución de los datos en el tiempo o por categoría.

4.1.3.2 *Google Earth*

Es un programa el cual presenta una visión del globo terráqueo de forma virtual, con la ayuda de satélites permite observar imágenes cartográficas de todo el planeta, así como edificios en 3D e imágenes en relieve.

4.1.3.3 *Helioscope*

Es un utensilio el cual ayuda a facilitar el proceso de diseño, ingeniería y venta de sistemas solares, ya que proporciona diagramas a detalle de los componentes a utilizar en un sistema fotovoltaico tomando en consideración los datos meteorológicos de la zona y la generación de

pérdidas ya sea por árboles, eficiencia del equipo y edificios brindando una simulación basada en su diseño físico permitiendo un análisis de diferentes escenarios.

4.1.3.4 Homer Grid

El Modelo de Optimización Híbrida para Múltiples Recursos Energéticos es un software muy útil cuando se necesita diseñar proyectos de energías renovables es mayormente orientado a sistemas híbridos como lo menciona su nombre y tiene como objetivo encontrar el sistema de energía de menor costo que cumpla con los requerimientos técnicos aceptables, esto a base de simulaciones en las cuales muestra como operaría el sistema fotovoltaico diseñado por un año entero y ayuda a la comparación de diferentes escenarios que facilita a visualizar el impacto de diferentes variables en determinada situación.

4.5 POBLACIÓN Y MUESTRA

La muestra de estudio será un conjunto de granjas de engorde avícolas ubicadas en el municipio de Santa Cruz de Yojoa. Entre ellas hay una distancia menor de 2 [km] entre sí, y recientemente se unificó el circuito entre 6 diferentes granjas para poder consumir energía en media tensión. Este arreglo es conveniente para el estudio de factibilidad, porque originalmente se había planteado la necesidad de construir una línea de transmisión entre las granjas para poder tener el aprovechamiento del excedente de energía de la instalación fotovoltaica con las demás granjas cercanas.

El consumo promedio mensual es de 239.59 [MWh]. Las granjas funcionan simultáneamente, en una misma semana cada granja está en una diferente etapa de su ciclo. Mientras estén ocupadas las granjas con aves, el consumo mayor está en climatización, y cuando se desalojan las aves de la granja el consumo es bajo, la demanda solo se encuentra en iluminación, caseta de vigilancia, y ocasionalmente una bomba en la granja.

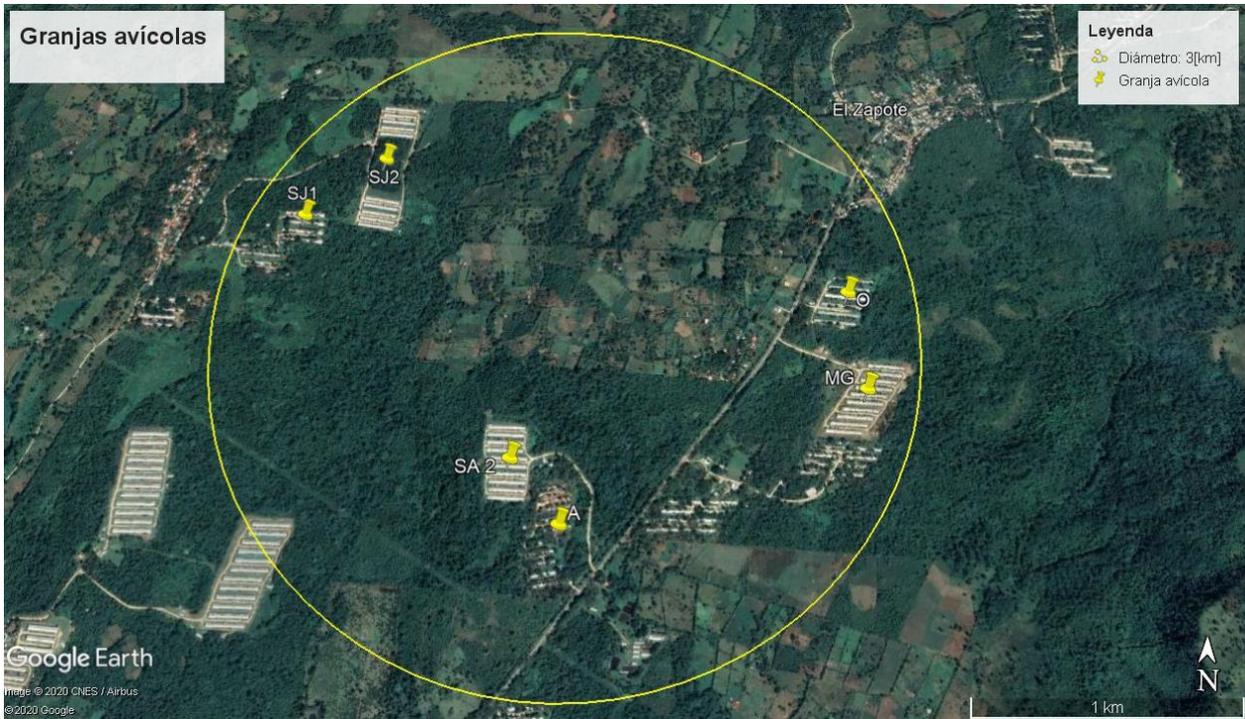


Ilustración 8: Distribución de las granjas avícolas.

Fuente: Elaboración propia recuperada de *Google Earth Pro*

Las granjas están a una corta distancia una de la otra, se utilizó *Google Earth Pro* para ilustrar su cercanía, y la presentar la conveniente situación en la cual se encuentran. Según información mencionada por el encuestado, difícilmente instalaciones de este tipo se encuentran con tal cercanía unas de otras. Esta distribución de las granjas da lugar a que se preste la posibilidad de utilización de un posible excedente energético al instalar un sistema de generación solar fotovoltaico en una de las granjas.

4.6 METODOLOGÍA DE ESTUDIO

Tomando en cuenta el alcance cuantitativo y cualitativo del proyecto se define la metodología. Fundamentando la metodología en base a los objetivos se ha determinado el camino para llegar a ellos. El enfoque cuantitativo está concentrado en el análisis técnico del proyecto y resultados obtenidos en el análisis financiero y técnico se utilizarán para plasmar el enfoque cualitativo, analizando el costo-beneficio de la instalación.

Obtención y análisis de Datos

Se empieza el proyecto con la obtención de información de datos obtenidos a través de entrevistas e información provista de historial de consumo en las granjas. Se estará analizando el comportamiento del perfil de carga y con esto se determinará el tamaño del sistema de generación fotovoltaica a instalar, tomando en cuenta las horas de mayor generación y consumo.

Dimensionamiento del sistema Fotovoltaico

Para dimensionar el sistema fotovoltaico son necesarios parámetros comunes como la Ubicación Geográfica, ya que es imprescindible conocer los datos meteorológicos de la zona, el nivel de radiación a la que estarán expuestos los módulos y el espacio disponible para la instalación. Para la ubicación geográfica se hará un mapeo de las granjas con la herramienta de *Google Earth* y los datos de la Estación Meteorológica La Mesa/San Pedro Sula. También se necesitará calcular el ángulo de inclinación y Azimut que serán determinados por la superficie donde los módulos estén posicionados, en este caso con la ayuda de *Google Earth* se tomara en consideración el techo de las granjas por lo que su valor se determina de este. Con diferentes Software entre ellos *Helioscope*, y *Homer Grid* se ingresan los datos calculados para que cada programa optimice las variables para lograr el mejor sistema de generación.

Análisis Financiero

Luego de tener el análisis técnico se prosigue con el análisis financiero, acercando el estudio al enfoque cualitativo. Se realizará el análisis financiero, para el cual se utilizarán los índices de tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN). Luego de la obtención de resultados financieros se realizará el análisis costo-beneficio de la instalación fotovoltaica.

Análisis de Sensibilidad

Para poder hacer un análisis de riesgo que representa la inversión se deberán tomar en cuenta se tiene que hacer un análisis de sensibilidad. Se tomarán las variables del proyecto y el índice de afectación de estas al riesgo en la inversión.

4.7 METODOLOGÍA DE VALIDACIÓN

“Todo instrumento de recolección de datos debe resumir dos requisitos esenciales: validez y confiabilidad. Con la validez se determina la revisión de la presentación del contenido, el contraste de los indicadores con los ítems (preguntas) que miden las variables correspondientes. Se estima la validez como el hecho de que una prueba sea de tal manera concebida, elaborada y aplicada y que mida lo que se propone medir” (Manuel Ildefonso Ruiz Medina, 2011)

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, 2018) lanzo un estudio que valida el motor de modelado de sombras 3D de *HelioScope* para aplicaciones remotas. El estudio fue diseñado para comparar los resultados de modelado de sombra remota de *HelioScope* con las lecturas de sombra in situ de dos dispositivos *Solmetric Sun-Eye* separados. Promediado en 85 ubicaciones de techo en una variedad de geografías y condiciones de techo, los resultados de sombra modelados de *HelioScope* estuvieron dentro de +/- 1.3 Valores de acceso solar (SAV) de las mediciones en el sitio

(Homer Pro, 2019) es el estándar global para el análisis económico de sistemas, brinda una variedad de servicios a gerentes de instalaciones, desarrolladores de proyectos, planificadores de programas y desarrolladores de tecnología con más de 100,000 usuarios en 193 países. *HOMER* fue desarrollado originalmente en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos. Sus desarrolladores son ahora los directores de *HOMER Energy*, que tiene la licencia exclusiva.

4.8 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Actividades	Semana									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Conocer el entorno de la investigación	■									
Recopilar información acerca del tema		■								
Analizar datos del estado actual de las granjas		■	■							
Realizar estudios del consumo energético				■	■					
Identificar las variables a definir en la investigación				■	■					
Dimensionamiento del sistema Fotovoltaico					■	■	■			
Ejecutar simulaciones con los diferentes Softwares					■	■	■			
Realizar análisis comparativo de los ahorros y un índice costo-beneficio							■	■		
Análisis de resultados y elaboración del informe final								■	■	
Entrega del informe y presentación final										■

Ilustración 9: Cronograma de Actividades.

Fuente: Elaboración propia.

V. ANÁLISIS Y RESULTADOS

En esta sección se muestran los análisis y resultados detallados que se llevaron a cabo para lograr la realización de este proyecto para respaldar la hipótesis y los fundamentos anteriormente explicados. Presentando todos los diferentes análisis tanto técnico, energético y financiero con la ayuda de múltiples métodos y herramientas.

5.1 PERFIL DE CARGA

En esta sección se explicará cómo se analizó el perfil de carga adquirido para lograr los resultados obtenidos. Se trabajó con el perfil de carga del consumidor, en el cual están conectadas 6 granjas consumiendo a media tensión. Los datos obtenidos son desde el 1 de junio de 2018 hasta el 15 de mayo de 2020.

5.1.1 COMPORTAMIENTO

El mayor consumo en las granjas se encuentra en la climatización. Existen estándares precisos de temperatura que se deben cumplir para los distintos procesos de crecimiento del ave y ya que Honduras posee altas temperaturas, se han tomado consideraciones en el diseño de las instalaciones al punto que la construcción de la misma está diseñada para que el largo de la granja tenga el menor contacto con el sol posible.



Ilustración 10. Vista Satelital de las Granjas Avícolas

Fuente: Google Earth

Como se muestra en la vista satelital, las granjas están construidas de este a oeste, para poder reducir el contacto de la superficie larga con el sol y como se ve en el caso de la granja A, esta posee arboles a su alrededor los cuales fueron sembrados estratégicamente en las cercanías de las granjas para obtener un efecto de sombra sobre los techos y así poder amortiguar las altas temperaturas a las que son expuestos.

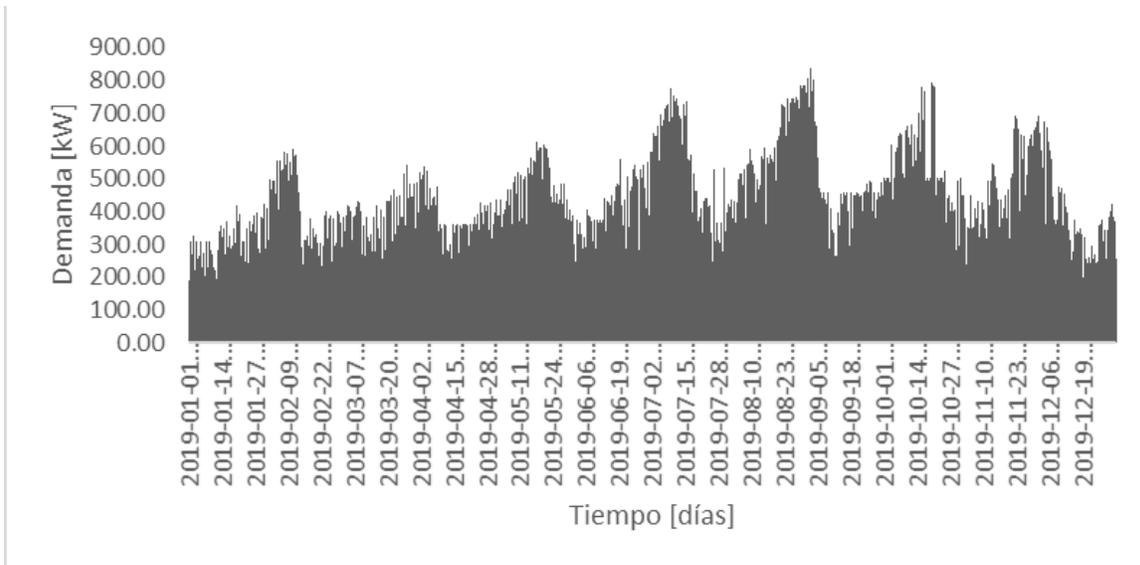


Ilustración 11. Perfil de carga anual (2019)

Fuente: Elaboración propia con datos analizados del perfil de carga

A lo largo del año la mayor demanda se encuentra en la segunda mitad del año, la cual coincide con el periodo de mayor producción de las granjas. La demanda promedio durante el día es de 347.58 [kW], pero específicamente entre las horas de 11:00 am a 1:00 pm es de 415.77 [kW]. Las granjas operan las 24 horas del día, sin embargo, la demanda es mayor durante el día. Cabe destacar que no hay paro de producción, por lo que las granjas trabajan los 365 días del año. Al momento de realizar mantenimiento en una de las granjas, las demás se encuentran en producción de manera simultánea.

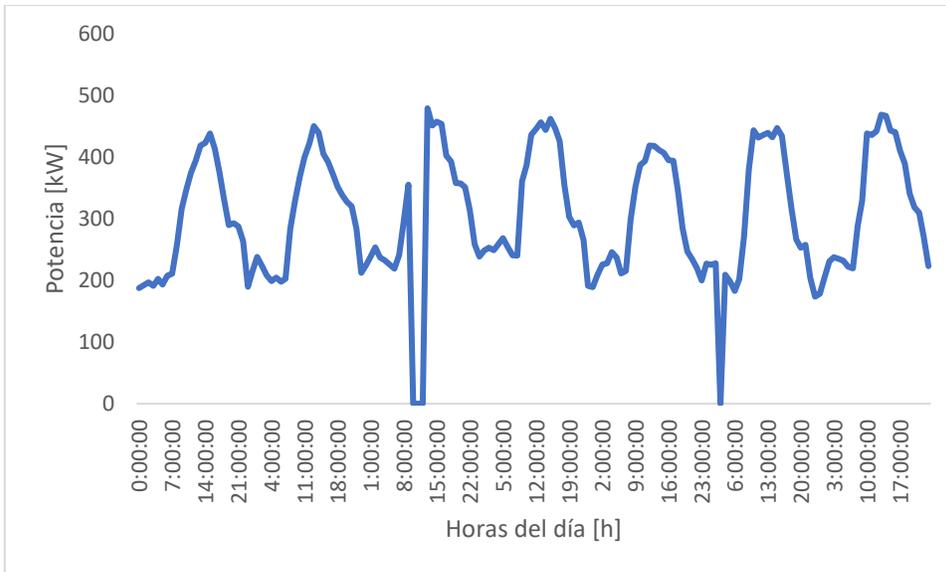


Ilustración 12. Perfil de carga 3-9 de abril 2020

Fuente: Elaboración propia

En esta particular semana se observa en la ilustración 13 que durante horas de la noche el consumo es menor; en esta específica semana, la demanda menor está alrededor de 200[kW]. Las horas de más alta demanda están durante el día, centradas especialmente en horas del mediodía, en las cuales es aproximadamente 450[kW] durante esta semana.

El comportamiento de las granjas no es el mismo durante todas las semanas. Hay periodos de mayor consumo en los cuales la demanda promedio puede ser mayor. A continuación, se presenta el perfil de carga de las granjas a dos semanas de diferencia de los datos analizados en la figura anterior.

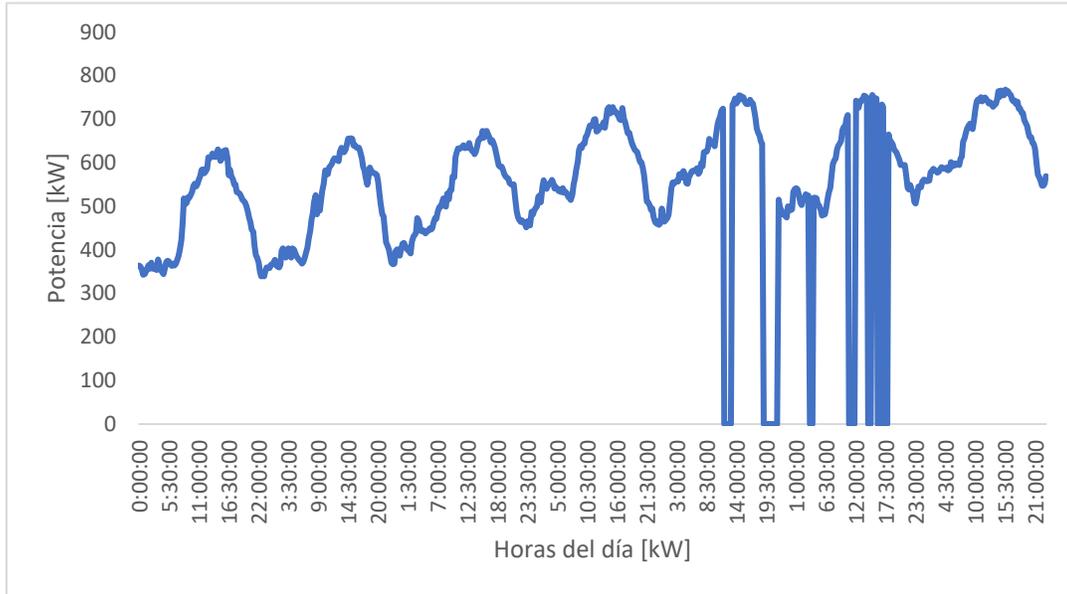


Ilustración 13. Perfil de carga 17-30 de abril 2020

Fuente: Elaboración propia

A diferencia del perfil de carga en la ilustración 13, en la ilustración 14 el consumo mínimo es mayor a 300[kW] durante las noches. También es notorio que en este caso el consumo energético es creciente día a día, al inicio de la semana la mayor demanda es de alrededor de 640[kW], pero para el final de la semana se observa un crecimiento de esta a aproximadamente 800[kW]. Lo cual ayuda a determinar que el comportamiento energético de las granjas a pesar de seguir determinados procesos es variable.

5.1.2 CORTES ENERGÉTICOS

Cada granja cuenta con un sistema de respaldo de 250[kW], sumando en total 1500[kW] de respaldo; aunque haya un corte de suministro energético, los procesos deben continuar de la misma manera. Una interrupción en la ventilación puede ser fatal para las aves, por lo cual es de vital importancia la constancia en el suministro energético. El sistema de respaldo debe ser capaz de suplir la demanda de la misma forma que la empresa distribuidora eléctrica.

En total las horas de cortes energéticos para los 716 días analizados (del 1 de junio de 2018 a 15 de mayo de 2020) son 2,615.25 [h], las cuales conforman un 15.22% del tiempo. Analizando el perfil de carga específico para el año 2019 se obtuvo que durante este año hay un total de 1,377 horas en las cuales no hubo suministro eléctrico de parte de la red. Esto conforma el 15.72% de las horas del año. El comportamiento de la muestra tiene una diferencia de un 0.50%

Habiendo hecho la corrección inicial del perfil de carga obtenido se pudo graficar en varias instancias cómo se comportan los cortes energéticos en una semana dada:

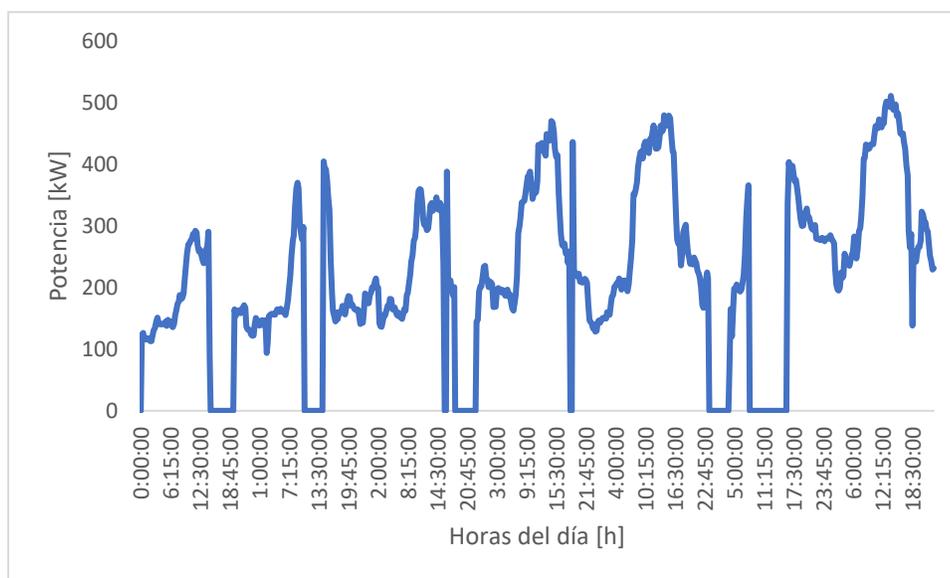


Ilustración 14. Perfil de carga 1-7 de junio 2018

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del perfil de carga

Se puede observar que a lo largo de la semana hay momentos en los que el medidor no tiene registros de suministro energético, y en esta particular semana del primero de junio al siete de junio de 2018 hay un total de 27 horas con interrupciones del suministro energético, que conforman un 16.07% de las horas de esta semana. Cabe destacar que no todas las semanas tienen este mismo comportamiento, sin embargo, esta muestra ilustra que puede llegar a ser un problema recurrente en cualquier período de tiempo.

El consumo energético de las instalaciones no se detiene en ningún momento. A pesar de que hay cortes energéticos se cuenta con un sistema de respaldo que debe ser capaz de permitirle a las instalaciones funcionar normalmente. Para fines de análisis de datos de esta simulación se han corregido los datos en cero en el perfil de carga, ya que estos tergiversan la simulación, analizando varios periodos de consumo como excedentes, cuando el consumo continúa a pesar de los cortes energéticos. La manera en la que se realizó fue tomando datos promedios horarios de demanda mensual, y reemplazarlos en los datos de entrada en el que supuestamente hay un consumo nulo.

5.2 DISEÑO PROPUESTO

“Debido a que la carga crítica del sistema opera ininterrumpidamente durante todo el día, fue necesario desarrollar un sistema que garantizara el suministro de energía con capacidad de mantener operando el equipo durante un largo período de tiempo en caso de que ocurran cortes del fluido eléctrico”(Colmenar Santos, 2015). El sistema por implementar consiste en un sistema fotovoltaico que logre suplir parte de la demanda energética y funcione también junto al sistema de respaldo de las instalaciones ante cualquier problema de discontinuidad que presente el suministro eléctrico.

Se analizaron datos de consumo para el año 2019 para el análisis de Homer Grid. Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se tomó en consideración toda la información recaudada y analizada de los perfiles de carga, posteriormente Homer Grid determinó instalar una capacidad de 410 [kW]. A continuación, se presentan los resultados del dimensionamiento del sistema cumpliendo con determinadas características técnicas necesarias y mostrar algunos parámetros generales de dicha instalación.



Ilustración 15. Diseño detallado del sistema fotovoltaico

Fuente: Helioscope

Como se observa el Sistema fue construido sobre techo, haciendo uso del espacio disponible. El sistema fue diseñado en la granja con menor vegetación, ya que en las demás se registraban muchas pérdidas por sombra. Para el dimensionamiento se utilizaron 3 galeras de 2 aguas cada una, teniendo un total de 1,038 módulos de 395[W] y 14 inversores de 24[kW].

La tabla 2 muestra las características técnicas de la instalación brindadas por el dimensionamiento realizado en helioscope,

Orientación	Horizontal
Capacidad DC [kW]	410
Capacidad AC [kW]	336.8
Ratio DC/AC [-]	1.22
Generación Anual Promedio [MWh]	556.9
Coeficiente de Rendimiento [%]	76.1
Rendimiento Especifico [kWh/kWp]	1,358.3

Tabla 2: Parámetros Generales del Sistema Fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos de simulación de Helioscope.

5.3 ANÁLISIS ENERGÉTICO

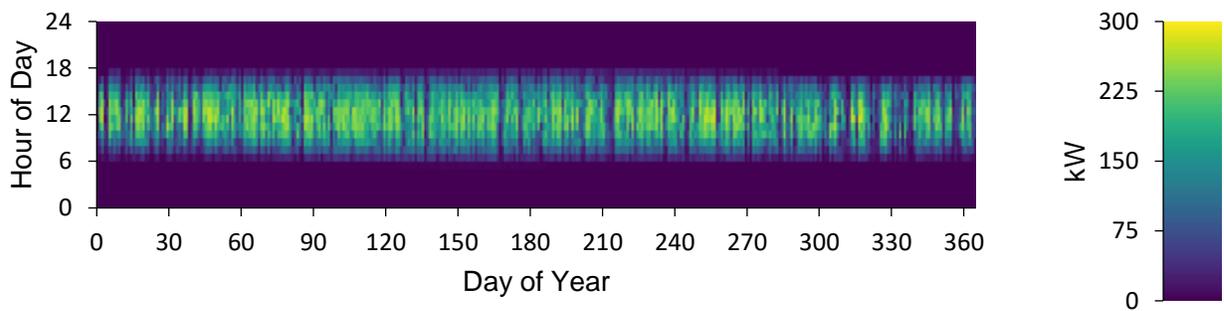


Ilustración 16. Perfil Anual

Fuente: Homer Grid

En la ilustración 17 se muestra un gráfico de generación anual obtenido después de haber elaborado la simulación del sistema en Homer Grid. En el gráfico se plasma la generación anual, siendo el eje Y las horas del día, y el eje X los días del año. El color oscuro en el gráfico es una generación cercana a cero, lo cual se muestra en el gráfico que sucede durante horas de la noche. Los colores claros en el gráfico se encuentran plasmados horizontalmente en el centro del gráfico, y representan la generación fotovoltaica. El color más claro es el que representa la mayor generación posible para el sistema, la cual se encuentra concentrada en horas de mediodía. Homer Grid es capaz de sintetizar los valores de carga eléctrica por lo que la ilustración detalla el comportamiento de la potencia en las diferentes horas del día por los 365 días del año, teniendo una potencia máxima de 300[kW] en las horas del mediodía.

Datos técnicos	Cantidad	Unidades
Capacidad instalada	410	[kW]
Potencia media	58.0	[kW]
Generación media	1,392	[kW/día]
Producción anual	508,080	[kWh]
Penetración Fotovoltaica	17.7	[%]
Horas de operación anual	4,354	[h]
LCOE	0.0842	[\$/kWh]

Tabla 3: Datos técnicos Sistema Fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de simulación de Homer Grid

La Tabla 3 muestra ciertos parámetros técnicos obtenidos del análisis del perfil de carga de las granjas realizado por Homer Grid con el cual se determinó la capacidad instalada del sistema y el LCOE entre otros parámetros para posteriormente brindar la generación máxima promedio anual.

Mes	Generación máxima promedio [kW]
Enero	181.83
Febrero	210.24
Marzo	222.93
Abril	225.36
Mayo	203.24
Junio	206.6
Julio	208.11
Agosto	209.32
Septiembre	210.01
Octubre	193.26
Noviembre	179.16
Diciembre	171.84
Total	201.83

Tabla 4: Generación máxima promedio del Sistema Fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de simulación en Homer Grid

5.4 CARGA Y PRODUCCIÓN

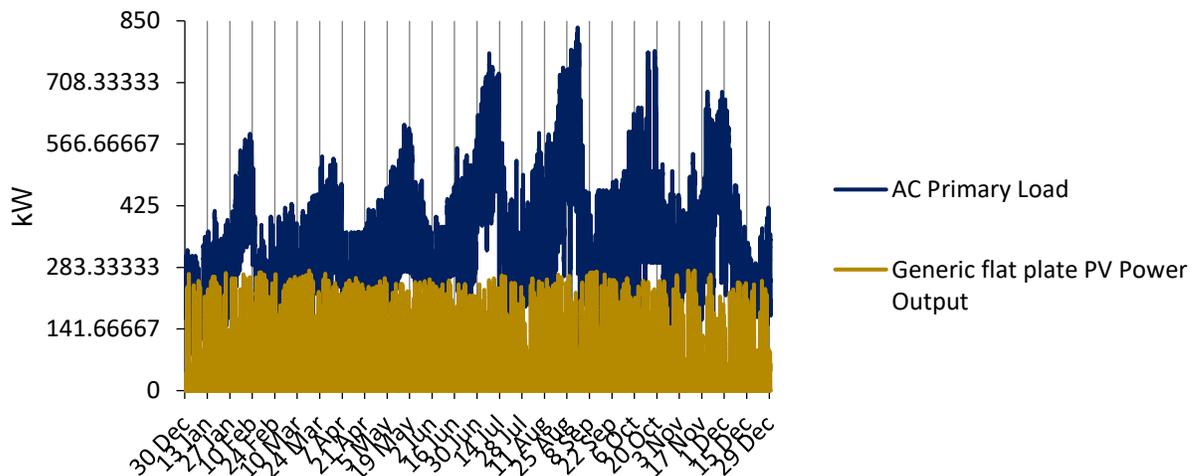


Ilustración 17. Comportamiento de la generación FV con respecto al consumo

Fuente: Homer Grid

En la ilustración 18 se observa cómo se relaciona la generación del sistema fotovoltaico con respecto al consumo actual y puede observar que la generación del sistema fotovoltaico es relativamente constante con respecto a la demanda anual mientras como se ha observado en otras graficas el comportamiento del perfil de carga de las granjas posee diversas variaciones. Año con año, la producción incrementa los meses previos a diciembre, ya que es preparación para el mes de diciembre, que es el mes con mayores ventas de esta industria.

En base al perfil de carga en la ilustración 19 se puede observar el comportamiento de la demanda promedio diaria proyectada mes a mes. Se puede notar que, a pesar de no ser un cambio pronunciado, la demanda es mayor durante las horas de medio día. En la ilustración 20 genera una proyección en promedio de cómo serían las compras de energía a la red con el sistema solar fotovoltaico, tomando en cuenta valores de consumo del primer escenario, en el cual no existe un sistema solar fotovoltaico y el segundo escenario, en el cual se instala un sistema solar fotovoltaico generando energía.

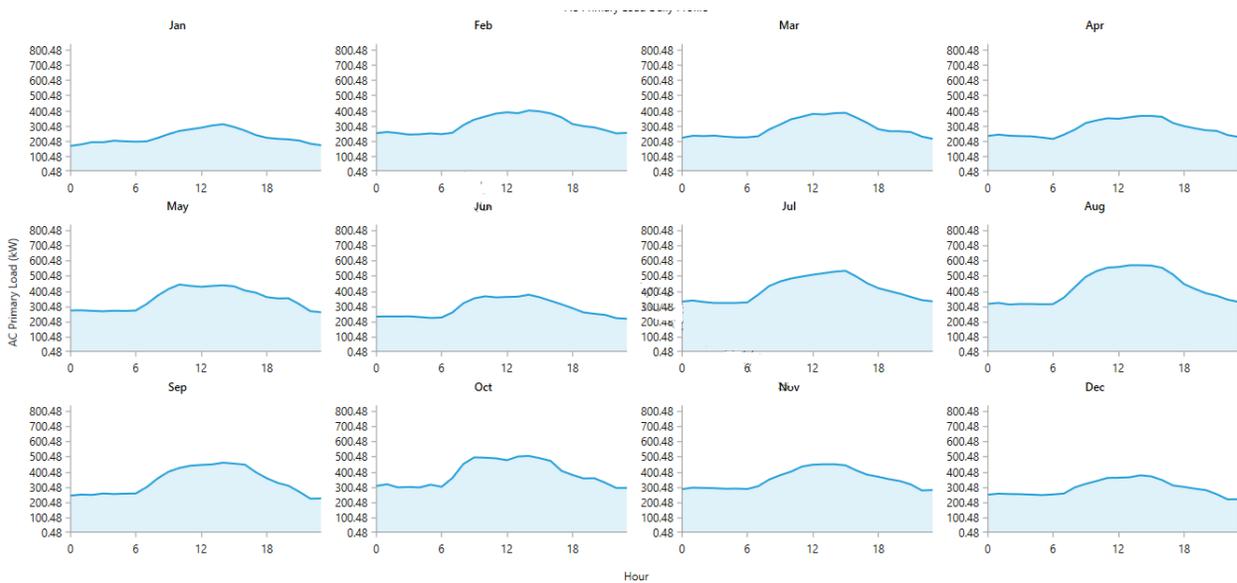


Ilustración 18. Demanda promedio

Fuente: Homer Grid

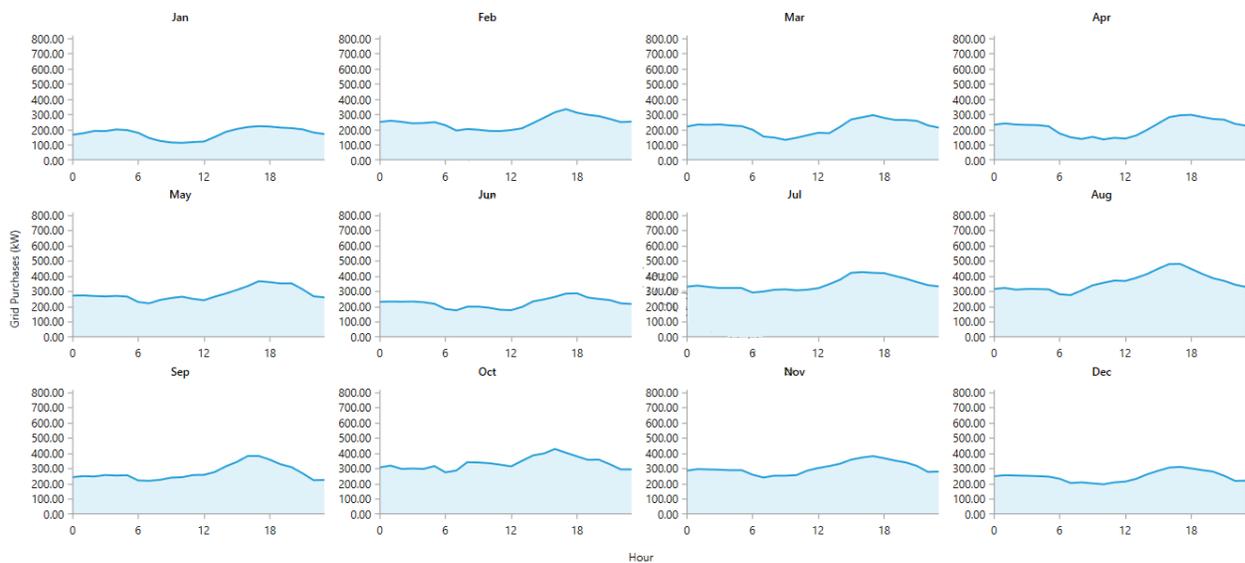


Ilustración 19. Compras a la Red

Fuente: Homer Grid

Energía comprada a la red			
Mes	Sistema Actual [kWh]	Sistema Propuesto [kWh]	Ahorro [kWh]
Enero	168,000	131,216	36,784
Febrero	205,785	166,682	39,103
Marzo	210,925	162,531	48,394
Abril	204,211	155,850	48,361
Mayo	257,963	211,343	46,620
Junio	206,150	162,539	43,611
Julio	304,760	259,328	45,432
Agosto	316,514	269,889	46,625
Septiembre	241,862	197,780	44,082
Octubre	288,201	249,131	39,070
Noviembre	252,695	218,960	33,735
Diciembre	218,091	184,337	33,754
Anual	2,875,159	2,369,585	505,574

Tabla 5: Ahorro energetico mensual

Fuente: Elaboración propia con datos de Homer Grid

Considerando los datos energéticos del sistema actual versus el sistema propuesto se calculó un ahorro de 505,574 [kWh] anuales.

En las Ilustraciones 22, 23, 24 y 25 se contempla de forma clara la relación de los diferentes sistemas y muestra el comportamiento energético que se observara en cada mes con gráficas obtenidas de la simulación de Homer Grid. La línea de compras energéticas a la red tiene una reducción significativa en horas de mayor generación energética. Las gráficas presentadas son del día específico con mayor demanda energética, no promedios, por lo cual, excedentes mostrados en las siguientes ilustraciones no representan los excedentes promedios durante el mes.

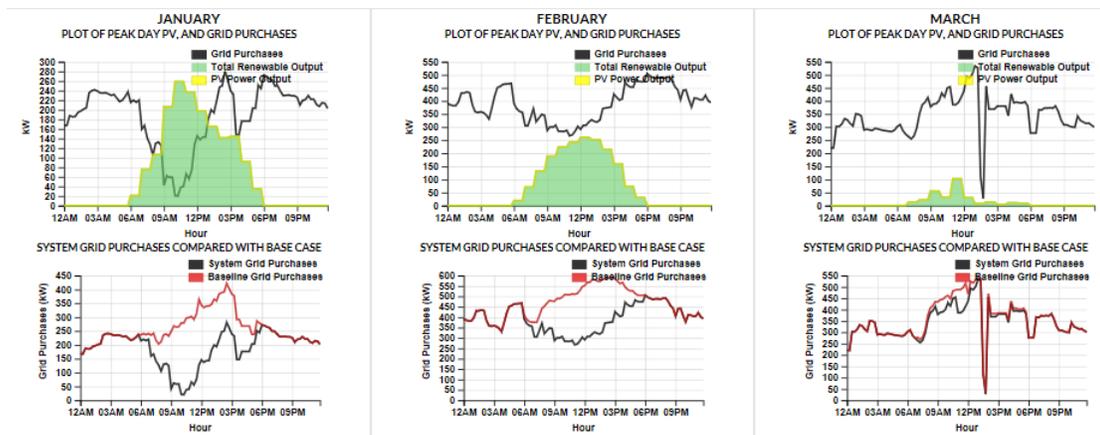


Ilustración 20. Comparación de los sistemas energéticos enero-marzo

Fuente: Homer Grid

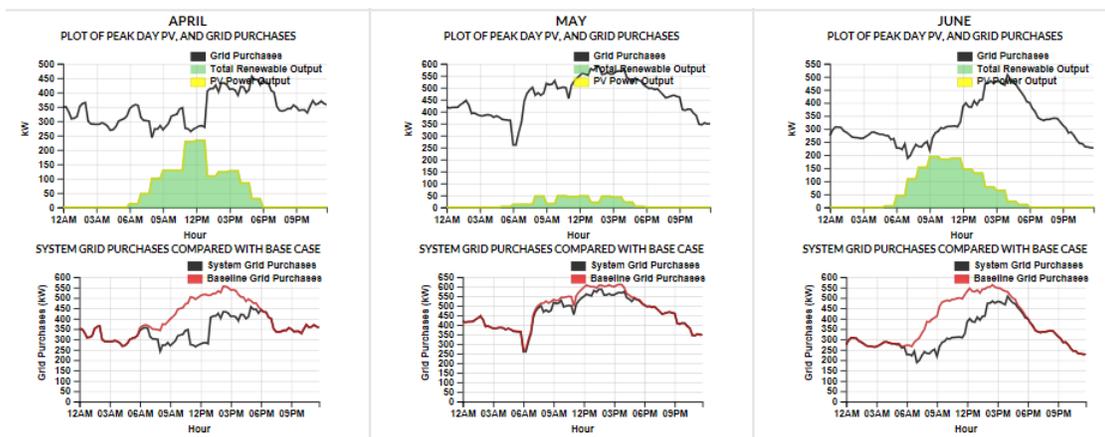


Ilustración 21. Comparación de los sistemas energéticos Abril-Junio

Fuente: Homer Grid

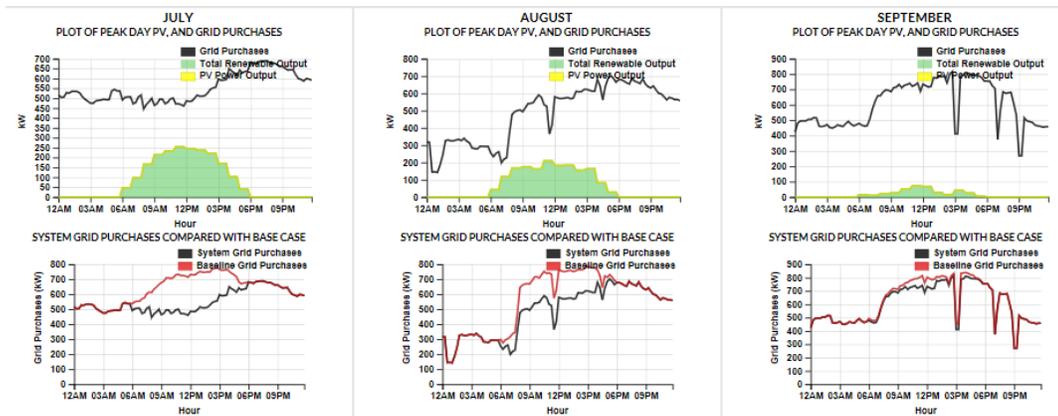


Ilustración 22. Comparación de los sistemas energéticos Julio-Septiembre

Fuente: Homer Grid

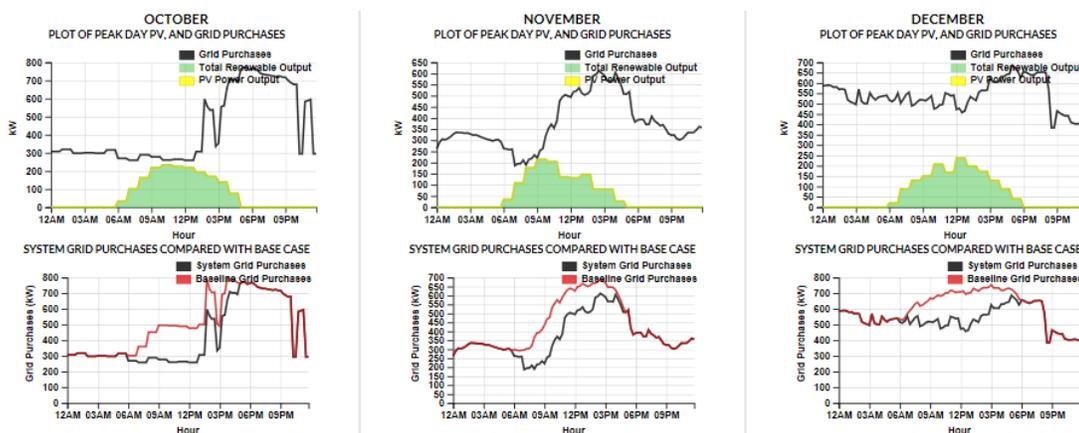


Ilustración 23. Comparación de los sistemas energéticos octubre-diciembre

Fuente: Homer Grid

Mes	Excedente promedio [kW]	Generación promedio [kW]	Excedente [%]
Enero	0.38	49.82	0.76%
Febrero	0.37	58.56	0.63%
Marzo	0	65.05	0.00%
Abril	0.16	67.33	0.24%
Mayo	0.12	62.79	0.19%
Junio	1.33	61.9	2.15%
Julio	0	61.07	0.00%
Agosto	0.06	62.73	0.10%
Septiembre	0.1	61.32	0.16%
Octubre	0.42	52.94	0.79%
Noviembre	0	47.19	0.00%
Diciembre	0.18	45.55	0.40%
Promedio	0.26	58.02	0.45%

Tabla 6: Análisis de excedentes

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Homer Grid

Para el cálculo del porcentaje de excedentes al mes se necesita dividir el excedente promedio mensual entre la generación promedio mensual, el cual brindo un promedio de 0.45%.

5.5 CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA

En la tabla 7 se observa el análisis de corrección del factor de potencia, para este proceso se debe tomar en cuenta la manera en la cual la instalación fotovoltaica afectará el consumo de reactivo en las instalaciones. Una instalación fotovoltaica disminuye el consumo en activo, mientras el reactivo permanece igual, afectando el factor de potencia. Las granjas avícolas en Santa Cruz de Yojoa consumen energía eléctrica en tarifa en media tensión. Para que el factor de potencia no sea causa de multa de la EEH este debe ser mayor a 0.90. Para este estudio se dimensionó un banco de capacitores que puedan corregir el perfil de carga. Los parámetros que se tomaron en cuenta fueron: corrección del factor de carga a 0.95, operación diaria promedio de 12 horas. Los parámetros de consumo se obtuvieron del perfil de carga.

Para dimensionarlo se proyectaron datos del mes crítico, el cual tiene el factor de potencia más bajo, ya que es este el mes que tiene más riesgo de tener una multa, y el consumo es similar año con año. En el caso estudiado es el mes de octubre, y se dimensionó el banco de capacitores a instalar con este parámetro.

Mes	Consumo antes			Consumo con sistema FV									
	Activa	Reactiva	FP	Generación de energía FV (kWh)	Activa post FV (red)	Reactiva (kVAhrh)	FP	Reactiva requerida kVAhrh	Compensación	FP	Días	Horas al mes	Capacidad del banco (kVAhrh)
Enero	168,000.00	45,113.89	0.97	36,784.00	131,216.00	45,113.89	0.95	43,128.61	1,985.27	0.95	31	372	6
Febrero	205,785.00	80,673.03	0.93	39,103.00	166,682.00	80,673.03	0.90	54,785.72	25,887.30	0.95	28	336	78
Marzo	210,925.00	83,059.55	0.93	48,394.00	162,531.00	83,059.55	0.89	53,421.36	29,638.19	0.95	31	372	80
Abril	204,211.00	69,773.27	0.95	48,361.00	155,850.00	69,773.27	0.91	51,225.42	18,547.86	0.95	30	360	52
Mayo	257,963.00	109,873.63	0.92	46,620.00	211,343.00	109,873.63	0.89	69,465.08	40,408.55	0.95	31	372	109
Junio	206,150.00	73,317.53	0.94	43,611.00	162,539.00	73,317.53	0.91	53,423.99	19,893.54	0.95	30	360	56
Julio	304,760.00	135,046.86	0.91	45,432.00	259,328.00	135,046.86	0.89	85,236.99	49,809.87	0.95	31	372	134
Agosto	316,514.00	138,260.58	0.92	46,625.00	269,889.00	138,260.58	0.89	88,708.22	49,552.36	0.95	31	372	134
Septiembre	241,862.00	86,222.52	0.94	44,082.00	197,780.00	86,222.52	0.92	65,007.14	21,215.38	0.95	30	360	59
Octubre	288,201.00	154,138.27	0.88	39,070.00	249,131.00	154,138.27	0.85	81,885.40	72,252.87	0.95	31	372	195
Noviembre	252,695.00	118,062.40	0.91	33,735.00	218,960.00	118,062.40	0.88	71,968.67	46,093.73	0.95	30	360	129
Diciembre	218,091.00	91,720.95	0.92	33,754.00	184,337.00	91,720.95	0.90	60,588.64	31,132.31	0.95	31	372	84

Multiplicador	1200
FP Requerido	0.95

Tabla 7: Corrección Factor de Potencia

Fuente: Elaboración Propia

5.5 COSTO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Materiales	Cantidad		Precio unitario		Subtotal		Envío		Total	
Módulos	1,038.00		248	[\$]	257,424.00	[\$]	51,484.80	[\$]	308,908.80	[\$]
Inversores	14		3,028.87	[\$]	42,404.18	[\$]	8,480.84	[\$]	50,885.02	[\$]
Estructuras sobre tejado	410,000.00	[W]	0.019	[\$/W]	7,790.00	[\$]	1,558.00	[\$]	9,348.00	[\$]
Cable solar de CC PV1-F 4mm2 negro	4,513.50	[m]	0.507	[\$/m]	2,288.34	[\$]	457.67	[\$]	2,746.01	[\$]
Conector MC4 Macho	4,513.50	[m]	1	[\$/m]	4,513.50	[\$]	902.70	[\$]	5,416.20	[\$]
Conector MC4 Hembra	4,513.50	[m]	1	[\$/m]	4,513.50	[\$]	902.70	[\$]	5,416.20	[\$]
Mano de obra	382,720.23	[\$]	20	%	76,544.05	[\$]	-	[\$]	76,544.05	[\$]
Banco de Capacitores	2		5,801.75	[\$]	11,603.5	[\$]	-		11,603.5	[\$]
Total									470,867.83	[\$]
Total									11,752,861.04	[L.]

Tabla 8: Desglose de costos sistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración Propia

Los costos de adquisición se obtuvieron de diferentes proveedores, teniendo la oportunidad de elegir componentes que se adaptaran a las necesidades del sistema.

Para la conversión a Lempiras se tomó como dato base una tasa de cambio de 24.96 Lempiras por cada dólar, tasa de cambio correspondiente al 19 de junio de 2020.

5.6 ANÁLISIS FINANCIERO

En esta sección se detallarán los resultados del análisis financiero de ambos escenarios explorados.

Escenario 1

En el primer escenario, el actual, en el cual el consumo total energético proviene de la red eléctrica nacional. Se utilizaron los siguientes parámetros de entrada:

Entradas	
Tarifa eléctrica nacional primer año [\$/kWh]	0.1361
Tarifa eléctrica nacional por demanda primer año [\$/kW]	11.52
Cargo fijo [\$]	1,095.36
Cargo por alumbrado eléctrico [\$]	4,644.52
Demanda instalada [kW]	765
Incremento de tarifa	2.90%

Tabla 9: Datos de entrada situación Actual

Fuente: Elaboración Propia

Los datos fueron obtenidos de tarifas vigentes de EEH para el primer trimestre del 2020, tanto demanda instalada como consumo energético, datos obtenidos del cliente, y el incremento de tarifa es proyectado por datos proporcionados por José Antonio Morán, comisionado de la CREE.

Escenario 2

En el escenario dos se analizan el consumo energético actual, tomando en cuenta la producción fotovoltaica, y su efecto en la factura mensual.

5.6.1 ANÁLISIS SIN FINANCIAMIENTO

Entradas	
Capacidad nominal DC [kWp]	410.00
Rendimiento específico [kWh/kWp]	1,225.00
Degradación anual de módulos fv	0.70%
Costo específico de capital [\$/kWp]	1,148.46
Inversión total [\$]	470,867.83
Tarifa eléctrica nacional primer año [\$/kWh]	0.1361
Tarifa eléctrica nacional por demanda primer año [\$/kW]	11.52
Cargo fijo [\$]	1,095.36
Cargo por alumbrado eléctrico [\$]	4,644.52
Demanda instalada [kW]	765.00
Incremento de tarifa	2.90%
Excedentes [%]	0.45%
Operación y mantenimiento anual [\$/kWp]	8.00
Seguro	0.60%
Costo por reemplazo de inversores año 14 [\$/Kwp]	144.06
Tasa de inflación anual [%]	1.50%

Tabla 10: Datos de entrada situación propuesta

Fuente: Elaboración Propia

El segundo escenario toma en consideración la implementación del sistema fotovoltaico para esto se tomó en cuenta el porcentaje de excedentes inyectado a la red y un reemplazo de inversores en el año 13.

Se realizó un análisis financiero analizando dos casos, un caso sin financiamiento y un caso con financiamiento, los resultados del análisis sin financiamiento se encuentran en la tabla 11 para posteriormente observar el comportamiento del flujo de caja acumulado en la ilustración 31.

Salidas	Sin financiamiento
Período de recuperación de inversión[años]	7.05
Valor Actual Neto [\$]	\$187,130.24
Tasa interna de retorno TIR [%]	14.44%

Tabla 11: Resultados Análisis Financiero sin financiamiento

Fuente: Elaboración Propia

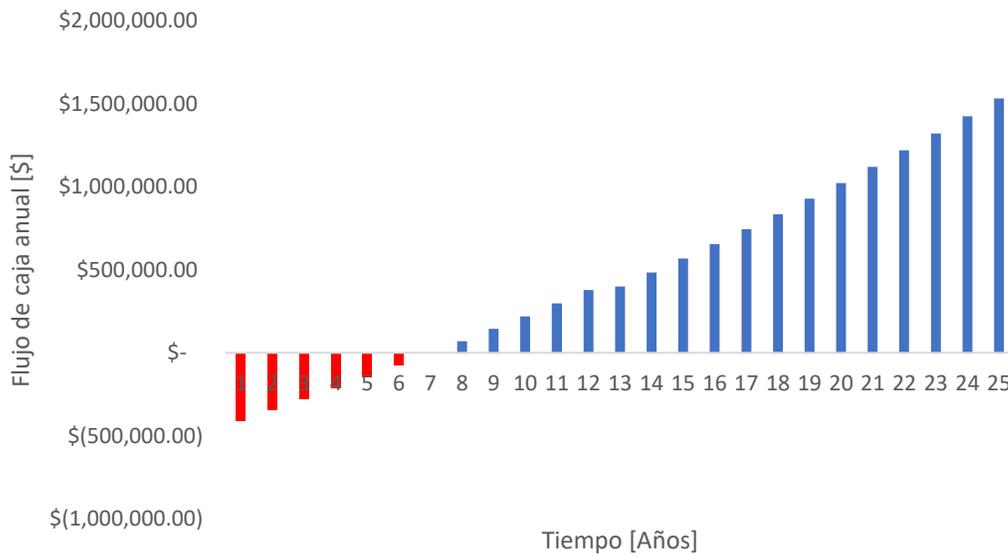


Ilustración 24. Flujo de caja acumulado sin financiamiento

Fuente: Elaboración Propia

5.6.2 ANÁLISIS CON FINANCIAMIENTO

Los datos utilizados para el análisis con financiamiento se pueden observar en las tablas 12 y 13, para este caso se realizó préstamo pagadero en 10 años, pudiéndose observar el desglose en la tabla 15, con una tasa de interés anual del 12%.

Entradas	
Capacidad nominal DC [kWp]	410
Rendimiento específico [kWh/kWp]	1,225
Degradación anual de módulos Fotovoltaico	0.70%
Costo específico de capital [\$/kWp]	\$ 1,148.46
Inversión total	\$ 470,867.83
Tarifa eléctrica nacional primer año [\$/kWh]	0.1361
Tarifa eléctrica nacional por demanda primer año [\$/kW]	11.52
Cargo fijo [\$]	1,095.36
Cargo por alumbrado eléctrico [\$]	4,644.52
Demanda instalada [kW]	765
Incremento de tarifa	2.90%
Excedentes [%]	0.45%
Operación y mantenimiento anual [\$/kWp]	8
Seguro	0.60%
Costo por reemplazo de inversores año 13 [\$/Kwp]	\$ 144.6
Tasa de inflación anual [%]	1.5%
Tasa de descuento	10%
Porcentaje de inversión fondos propios	30%
Inversión fondos propios	\$ 141,260.35
Porcentaje de inversión préstamo	70%
Total préstamo	\$

Tabla 12: Datos de entrada situación propuesta con financiamiento

Fuente: Elaboración Propia

Entradas	
Tasa de interés anual	12%
Plazo de préstamo (años)	10
Número de pagos anuales	1
Número total de pagos	10
Tasa de interés por período de pago	12%
<i>Capital Recovery Factor</i>	0.1770
Pago de préstamo cada período de pago	\$ 58,335.30

Tabla 13: Continuación tabla 10

Fuente: Elaboración Propia

Los resultados del análisis con financiamiento se observan en la tabla 14, obteniendo un retorno de la inversión en 10.43 años el cual se puede observar en la ilustración 35.

Salidas	Con financiamiento
Período de recuperación de inversión[años]	10.43
Valor Actual Neto [\$]	\$158,292.53
Tasa interna de retorno TIR [%]	16.16%

Tabla 14: Resultados análisis con financiamiento

Fuente: Elaboración Propia

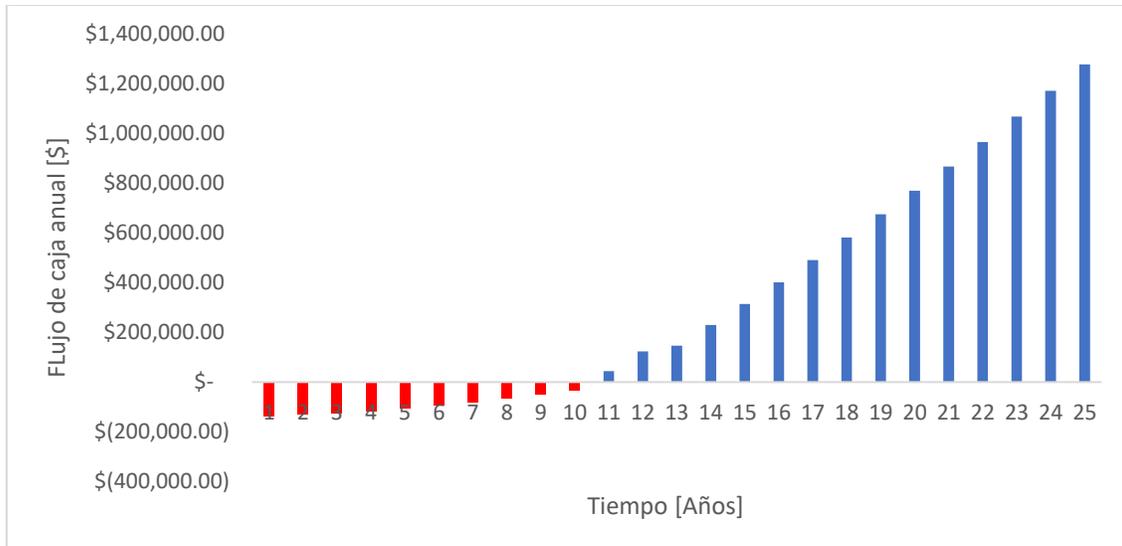


Ilustración 25. Flujo acumulado con financiamiento

Fuente: Elaboración Propia.

Pagos de préstamo			
Año	Amortización del capital	Intereses	Total anualidad
1	\$18,782.41	\$ 39,552.90	\$58,335.30
2	\$21,036.30	\$ 37,299.01	\$58,335.30
3	\$23,560.65	\$ 34,774.65	\$58,335.30
4	\$26,387.93	\$ 31,947.38	\$58,335.30
5	\$29,554.48	\$ 28,780.82	\$58,335.30
6	\$33,101.02	\$ 25,234.29	\$58,335.30
7	\$37,073.14	\$ 21,262.16	\$58,335.30
8	\$41,521.92	\$ 16,813.39	\$58,335.30
9	\$46,504.55	\$ 11,830.76	\$58,335.30
10	\$52,085.09	\$ 6,250.21	\$58,335.30

Tabla 15: Desglose Préstamo

Fuente: Elaboración Propia

5.7 ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO

Para el análisis costo-beneficio se tomaron en cuenta datos de ambos escenarios evaluados, es una comparación que toma en cuenta el ahorro energético, pero también el costo en el que se tuvo que incurrir para tener como resultado el ahorro energético. Para calcularlo se hace una división entre el ahorro energético sobre los costos incurridos.

Se calculó el índice de costo beneficio con los siguientes parámetros:

- Total de pago a red eléctrica escenario 1: \$15,342,025.27
- Total de pago a red eléctrica escenario 2: \$13,086,769.55
- Inversión inicial: \$470,867.83
- Operación y mantenimiento: \$98,606.72

Al realizar el cálculo se determinó un Índice costo-beneficio de 3.96 lo que determina la rentabilidad del proyecto.

5.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El estudio de sensibilidad se realiza con la herramienta de Crystal ball, con el propósito de analizar la sensibilidad que posee el proyecto en base a cambios realizados en determinadas variables.

Variables	Valor inicial
Capacidad nominal DC [kWp]	410.00
Degradación anual de módulos Fotovoltaicos	0.007
Inversión total[\$]	470,867.83
Incremento de tarifa	2.90%
Operación y mantenimiento anual [\$/kWp]	8.00

Tabla 16: Variables análisis de sensibilidad

Fuente: Elaboración Propia

La tabla 16 muestra las variables que fueron utilizadas para realizar dicha simulación, estas son seleccionadas ya que son las variables que muestran más afectación a la variable a estudiar, en este caso se analizó el Costo Beneficio ya que es la variable dependiente del proyecto y con la cual se determina la viabilidad de este. Para obtener los resultados se analizaron 10,000 escenarios de los cuales 9,913 son mostrados en la ilustración 39 donde se muestra que el Costo Beneficio estará en un rango de 3 a 4.5 con un porcentaje de certeza del 84.15%.

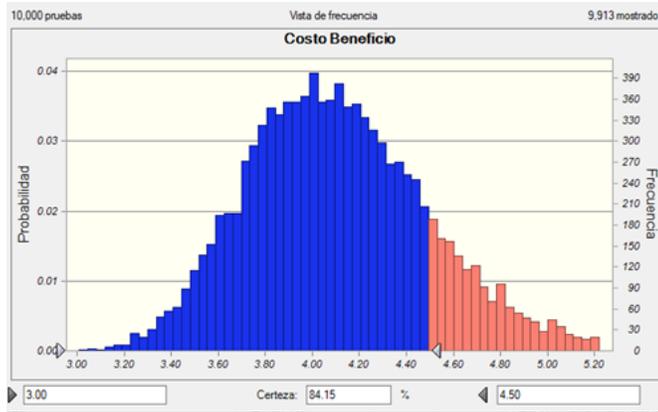


Ilustración 26. Resultado sensibilidad sin financiamiento

Fuente: Crystal Ball

Las suposiciones se muestran en un gráfico de barras, brindando como primer resultado la variable con mayor afectación, normalmente una o dos suposiciones suelen tener el efecto dominante en la incertidumbre de una previsión.

Los resultados se muestran en la tabla 17 en el cual la mayor afectación es por parte de la inversión inicial con un porcentaje de afectación negativa del 78.6%.

Variabes	Porcentaje de Afectación
Inversión total[\$]	-78.6%
Incremento de tarifa	13.7%
Operación y mantenimiento anual [\$/kWp]	-3.3%
Capacidad nominal DC [kWp]	-3.0%
Degradación anual de módulos Fotovoltaicos	-1.4%

Tabla 17: Porcentaje de afectación de las variables

Fuente: Elaboración Propia

VI. CONCLUSIONES

Se comprobó la Hipótesis al lograr un índice de costo-beneficio de 3.96, una optimización de los excedentes energéticos disminuidos a 0.45% y se determinó que se obtiene un ahorro energético de 505,574 [kWh] anualmente.

Actualmente el sistema eléctrico tiene un consumo promedio de 239.59 [MWh], pagando aproximadamente \$427,292 anualmente, de los cuales aproximadamente 21% es pago por demanda.

Se realizó el diseño de un sistema de generación fotovoltaico de potencia nominal DC de 410 [kWp] y potencia nominal AC 336.8 [kW] con un ratio DC/AC 1.22.

Se proyectó una inversión total de \$, 470,867.83 con un costo específico de 1,148.46 [\$/kWp] y un período de retorno de inversión de 7.05 años sin financiamiento y 10.43 años con financiamiento.

VII. RECOMENDACIONES

Se recomienda el diseño del sistema fotovoltaicos propuesto tomando en cuenta la minimización de los excedentes, ya que se obtienen beneficios sustanciales.

Se recomienda hacer un análisis del perfil de carga existente, teniendo la mayor cantidad de información posible del consumidor para entender el comportamiento del perfil de carga.

Se recomienda considerar al momento de diseñar un sistema solar fotovoltaico hacerlo con respecto a promedio de demanda, poniendo especial atención en horas de generación fotovoltaica.

Se recomienda considerar la opción del escenario con financiamiento, a pesar de que el periodo de recuperación de la inversión es mayor, tanto el VAN como la TIR son mayores que en el otro escenario.

BIBLIOGRAFÍA

Alvarez Arango, A. (2005). *Matemáticas financieras*. McGraw-Hill Interamericana, S.A.

BAYOD RUJULA, A. A. (2009). *SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: Energías renovables*. PRENSAS UNIVERSITARIAS DE.

Buendía Eisman, L., Colás Bravo, M. P., & Hernández Pina, F. (1998). *Métodos de investigación en psicopedagogía*.
<http://public.ebookcentral.proquest.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=3195092>

Cambio Energetico. (2019). *LA NORMATIVA DE AUTOCONSUMO ESPAÑOLA FRENTE A OTROS PAÍSES EUROPEOS*.

Cedeño González, F., & Rivas García, J. (2009). *Análisis de la eficiencia energética en la actividad hotelera*. Septem Ediciones. <http://site.ebrary.com/id/10307152>

CNE. (2017). *Instalaciones de Generación Distribuida*.

Colmenar Santos, A. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*.
<http://site.ebrary.com/lib/bibliotequesuab/Doc?id=11148787>

Díaz Corcobado, T., & Carmona Rubio, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas: Ciclo formativo de grado medio*. McGraw Hill.

Edgardo Vinson, Alejandro Jurado, & Pablo Gigli. (2014). *Grupo Energía y Ambiente (GEA); Departamento de Electrotecnia, Facultad de Ingeniería-UBA*.

- García Garrido, S., & Fraile Chico, D. (2018). *Cogeneración: Diseño, operación y mantenimiento de plantas de cogeneración*. <https://elibro.net/ereader/elibrodemo/57548>
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2014). *Metodología de la investigación*. McGraw-Hill Education.
- Homer. (2019). *Homer Energy*. <https://www.homerenergy.com/>
- Jacinto Viqueira Landa. (2010). *REDES ELÉCTRICAS 1*.
- José Antonio Morán. (2020). *CREE advierte: Escasez de agua dejará alzas en la factura energética de 2020*.
- Juárez Cervantes, J. D. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. Universidad Autónoma Metropolitana.
- Manuel Ildefonso Ruiz Medina. (2011). *POLÍTICAS PÚBLICAS EN SALUD Y SU IMPACTO EN EL SEGURO POPULAR EN CULIACÁN, SINALOA, MÉXICO*.
- María Isabel Núñez Flores. (2007). *LAS VARIABLES: ESTRUCTURA Y FUNCIÓN EN LA HIPÓTESIS*.
- Meade Hervert, C. (2002). *Licitación pública y medios de defensa* (1. ed). M.A. Porrúa.
- Miguel Ángel Figueroa Rivera. (2012). *CRECIMIENTO DE LA GENERACION DISTRIBUIDA EN HONDURAS (En: El regulador ante los nuevos desafíos de la energía en Iberoamérica. Ariea. Madrid: Thomson Civitas, Comisión Nacional de Energía, 2012)*.
- NREL. (2018). *VALIDATING the Accuracy of HelioScope's Automated Shade Reports*. [https://s3.amazonaws.com/helpscout.net/docs/assets/5889260f2c7d3a7846304e89/attachments/5b57c0452c7d3a03f89cf433/NREL-Shade-Study-\(HelioScope\).pdf](https://s3.amazonaws.com/helpscout.net/docs/assets/5889260f2c7d3a7846304e89/attachments/5b57c0452c7d3a03f89cf433/NREL-Shade-Study-(HelioScope).pdf)

Schiffman, L. G., Kanuk, L. L., & Wisenblit, J. (2010). *Consumer behavior* (10th ed). Pearson Education/Prentice Hall.

Trashorras Montecelos, J. (2014). *Desarrollo de redes eléctricas y centros de transformación*. Paraninfo.

Vasquez, R. (2017). *ENERGIA SOLAR A BAJO COSTO, UNA OPORTUNIDAD PARA LA INNOVACION INDUSTRIAL*.

Edgardo Vinson, Alejandro Jurado, & Pablo Gigli. (2014). *Grupo Energía y Ambiente (GEA); Departamento de Electrotecnia, Facultad de Ingeniería-UBA*.

Lido Nagatsuka Barceló. (2013). *“Autoconsumo eléctrico en un centro educativo mediante la energía fotovoltaica”*.

ANEXOS

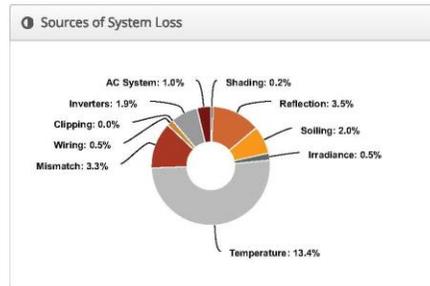
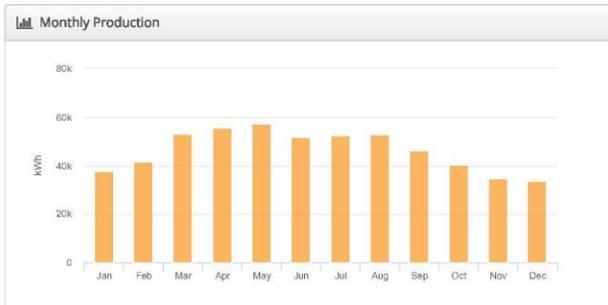
Anexo 1: Reporte Helioscope

HelioScope Annual Production Report produced by Daniela Maradiaga

granjas a Granjas A, 15.008700,-87.862100

Report	
Project Name	Granjas A
Project Address	15.008700,-87.862100
Prepared By	Daniela Maradiaga maradiagacruzdanieleamichelle@gmail.com

System Metrics	
Design	granjas a
Module DC Nameplate	410.0 kW
Inverter AC Nameplate	336.8 kW Load Ratio: 1.22
Annual Production	556.9 MWh
Performance Ratio	76.1%
kWh/kWp	1,358.3
Weather Dataset	TMV, La Mesa/San Pedro Sula, SWERA (epw)
Simulator Version	0b5340510f-e1e01459be-768fc84c73-6bc79d11a3



Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,812.7	
	POA Irradiance	1,785.4	-1.5%
	Shaded Irradiance	1,782.3	-0.2%
	Irradiance after Reflection	1,720.3	-3.5%
	Irradiance after Soiling	1,685.9	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,685.9	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	691,305.5	
	Output at Irradiance Levels	687,856.0	-0.5%
	Output at Cell Temperature Derate	595,962.7	-13.4%
	Output After Mismatch	576,190.0	-3.3%
	Optimal DC Output	573,555.7	-0.5%
	Constrained DC Output	573,555.5	0.0%
	Inverter Output	562,386.0	-1.9%
	Energy to Grid	556,908.0	-1.0%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp	28.2 °C	
	Avg. Operating Cell Temp	47.0 °C	
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4707	
	Solved Hours	4707	

Condition Set												
Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, La Mesa/San Pedro Sula, SWERA (epw)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
	East-West	-3.56	-0.075	3°C								
	Carport	-3.56	-0.075	3°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module Characterizations	Module	Uploaded By	Characterization									
	CS3U-395MS (Canadian Solar)	Folsom Labs	Spec Sheet Characterization, PAN									
Component Characterizations	Device	Uploaded By	Characterization									
	Sunny Tripower 24000TL-US (SMA)	Folsom Labs	Modified CEC									

Components		
Component	Name	Count
Inverters	Sunny Tripower 24000TL-US (SMA)	14 (336.8 kW)
AC Home Runs	1/0 AWG (Aluminum)	14 (10,768.6 m)
Strings	10 AWG (Copper)	58 (4,513.5 m)
Module	Canadian Solar, CS3U-395MS (395W)	1,038 (410.0 kW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	12	4-19	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 2	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	8°	3°	0.4 m	1x1	204	204	80.6 kW
Field Segment 3	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	8°	183°	0.6 m	1x1	210	210	83.0 kW
Field Segment 4	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	8°	3°	0.5 m	1x1	136	136	53.7 kW
Field Segment 4	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	8°	3°	0.5 m	1x1	210	210	83.0 kW
Field Segment 5	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	8°	3°	0.5 m	1x1	208	208	82.2 kW
Field Segment 6	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	8°	3°	0.5 m	1x1	70	70	27.7 kW

Detailed Layout



Anexo 2: Reporte Homer Grid



HOMER Grid Report



Table of Contents

- Site Information
- Overview of Optimized System Installation Options
- Demand Charge Reduction and Calculation Introduction
- Base System Electric Bill
- System Details
 - System #1: Solar + Simple

Site Information

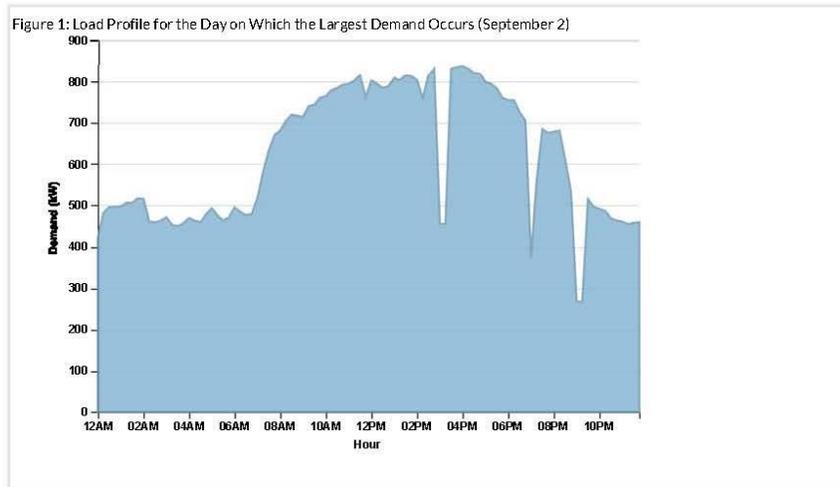
Location	Unnamed Road, Honduras
Latitude	15 degrees 0.53 minutes N
Longitude	87 degrees 51.72 minutes W
Time zone	America/Tegucigalpa

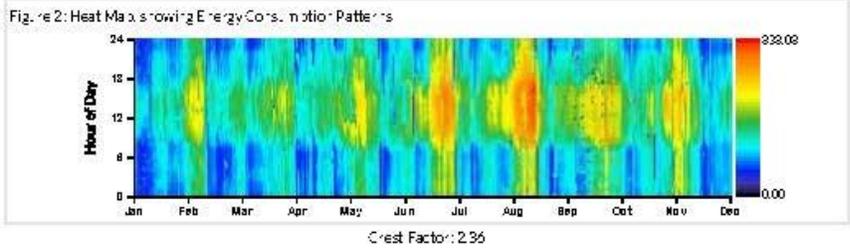
Average Electric Energy Consumption:

Daily	Monthly	Annual
7,877.1 kWh/day	239.6 MWh/month	2,875.2 MWh

Annual Peak Electric Demand:

September 2 / 838.08 kW

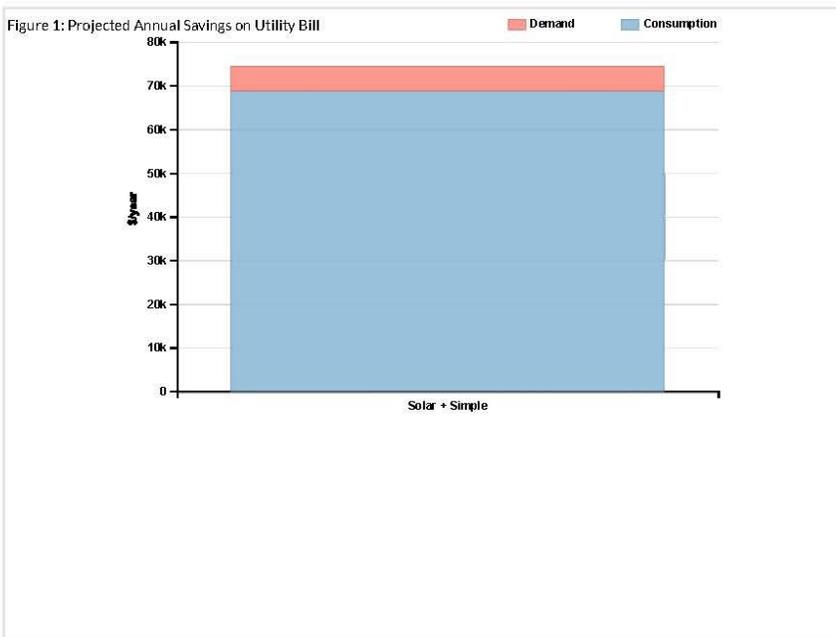




Overview of Optimized System Installation Options

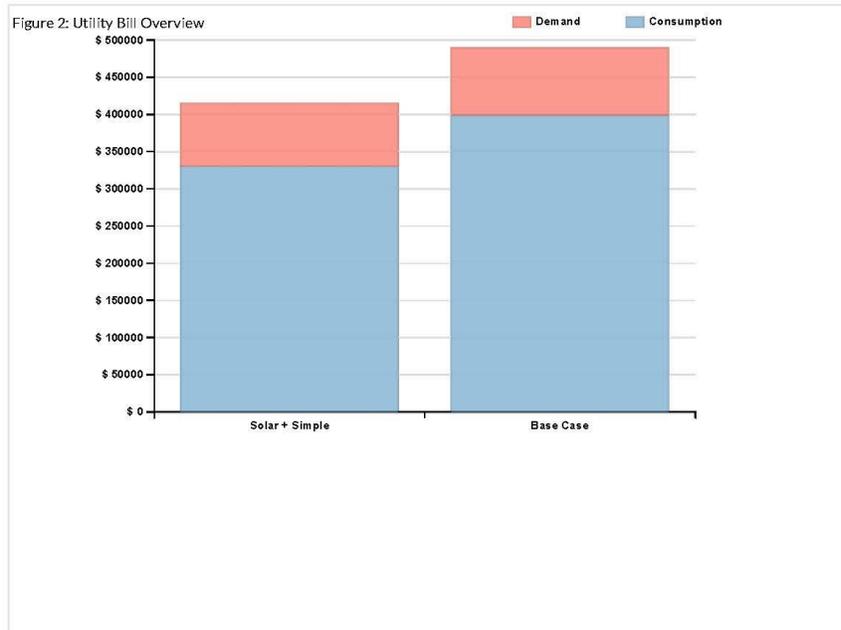
This section presents a summary and comparison of some possible systems. The following sections give details on each system.

The lowest net present cost system architecture is:	Solar + Simple
Your annual savings can be:	\$74,467
System capital cost:	\$379,230
Over the project lifetime of 25 years, your savings can be:	\$1,861,670
Your IRR can be:	17%
Your payback time can be:	5.7 years



	Base Case	Solar + Simple
Costs and Savings		
CAPEX	\$0	\$379,230

	Base Case	Solar + Simple
OPEX	\$488,872	\$424,405
Annual Total Savings (\$)	\$0	\$64,467
Annual Utility Bill Savings (\$)	\$0	\$74,467
Annual Demand Charges (\$/yr)	\$90,437/yr	\$84,779/yr
Annual Energy Charges (\$/yr)	\$398,435/yr	\$329,627/yr
Economic Metrics		
Discounted payback time (yrs)		7.2
Simple payback time (yrs)		5.7
LCOE (\$/kWh)	\$0.170/kWh	\$0.158/kWh
IRR %		16.82%
Net Present Cost (\$)	\$6,319,902	\$5,865,737
Environmental Impact		
CO ₂ Emissions* (metric ton/yr)	1,817.1 t/yr	1,497.6 t/yr
Annual Fuel Consumption (L/yr)	n/a	n/a



Demand Charge Reduction and Calculation Introduction

HOMER Grid is a tool that can help a developer or site owner outline different options for reducing a site's electricity bill. It compares the costs and savings for installing different combinations of batteries, solar panels, and generators. HOMER Grid uses a powerful optimization to find the system that will maximize your savings.

A bill from an electric utility can be comprised of a few different types of charges. The energy charge is for the quantity of energy in kilowatt-hours (kWh) you used in total for the month. The demand charge is for the highest peak power draw in kilowatts (kW) or megawatts (MW) for the month. Finally, the fixed charge is a charge that is the same every month and is not affected by your consumption or peak demand.

HOMER Grid integrates with Genability's utility rate database, ensuring the most accurate and up-to-date results possible. HOMER Grid is the only demand charge reduction and optimization tool that considers generators as a method for peak shaving, following in HOMER's technology agnostic tradition.

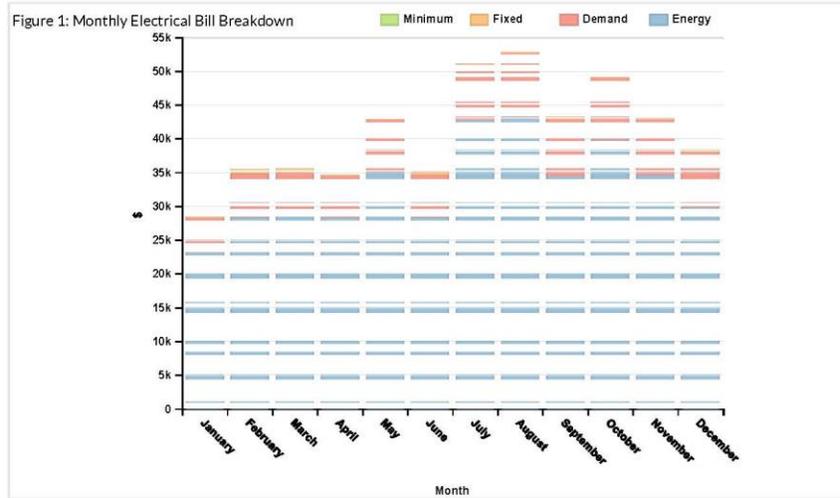
The Grid tool provides an estimate. You can help ensure the accuracy of your results by checking that the baseline electricity costs listed in the report (energy and demand charges) match your actual electricity bills.

Your feedback is valuable to us. Please contact HOMER Energy with your feedback about what you'd like to see in this report and what feature requests you may have.

Base System Electric Bill

Tariff: Simple Tariff

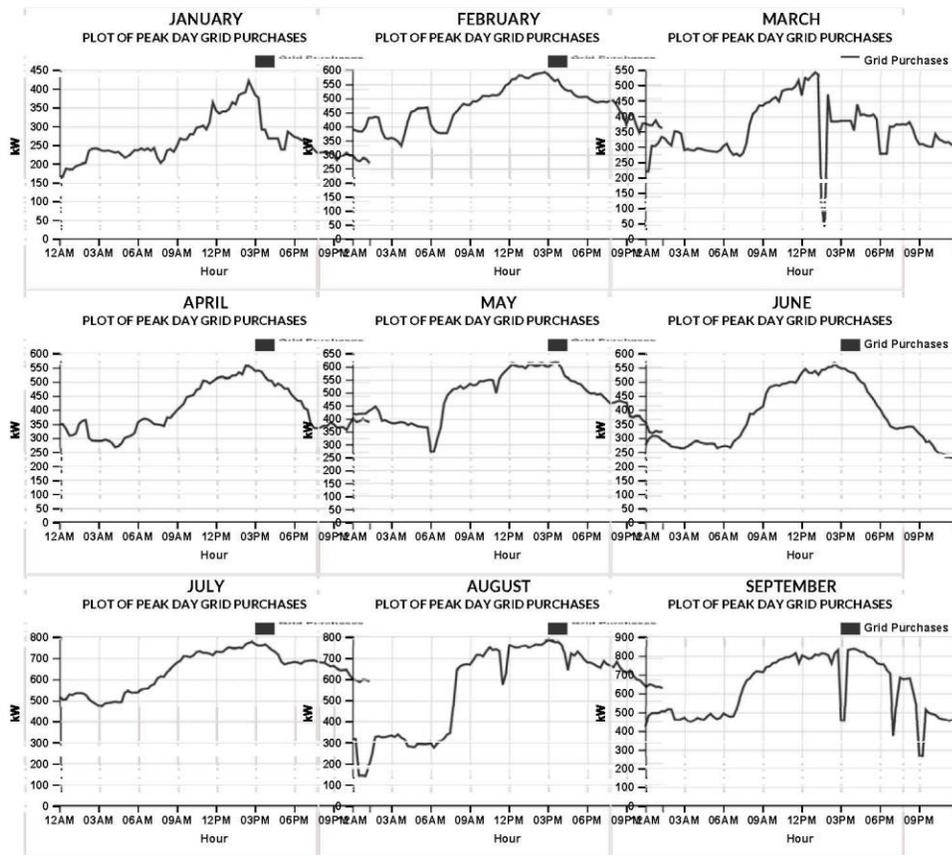
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Energy Charges, Consumption, and Sales	\$22,865 168,000 kWh 0 kWh	\$28,007 205,785 kWh 0 kWh	\$28,707 210,925 kWh 0 kWh	\$27,793 204,211 kWh 0 kWh	\$35,109 257,963 kWh 0 kWh	\$28,057 206,150 kWh 0 kWh	\$41,478 304,760 kWh 0 kWh	\$43,078 316,514 kWh 0 kWh	\$32,917 241,862 kWh 0 kWh	\$39,224 288,201 kWh 0 kWh	\$34,392 252,695 kWh 0 kWh	\$29,685 218,095 kWh 0 kWh
Demand Charges and Peak Demand	\$4,861 422 kW	\$6,818 592 kW	\$6,248 542 kW	\$6,193 538 kW	\$7,056 612 kW	\$6,475 562 kW	\$8,958 778 kW	\$9,057 786 kW	\$9,655 838 kW	\$9,151 794 kW	\$7,963 691 kW	\$8,001 695 kW
Fixed charges (\$)	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594
Monthly Total	\$28,319	\$35,419	\$35,549	\$34,580	\$42,758	\$35,126	\$51,030	\$52,729	\$43,166	\$48,970	\$42,948	\$38,275
Annual Total	\$488,872											

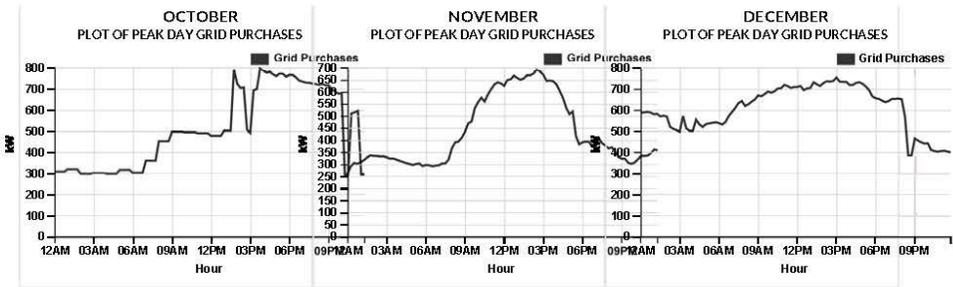


Carbon Dioxide Emissions

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Monthly Total (metric tons)	106 t	130 t	133 t	129 t	163 t	130 t	193 t	200 t	153 t	182 t	160 t	111 t
Annual Total (metric tons)	1,817 t/yr											

* emissions are based on an assumption of your grid's generation sources.





System Details

System #1: Solar + Simple

Savings Overview: Between System #1 (Solar + Simple) and Base Case

Average annual energy bill savings:	\$74,466.80
CAPEX	\$379,229.60
Payback time (simple/discounted):	5.7/7.2 years
Internal Rate of Return (IRR)	16.82%
Project lifetime savings over 25 years:	\$1,861,670

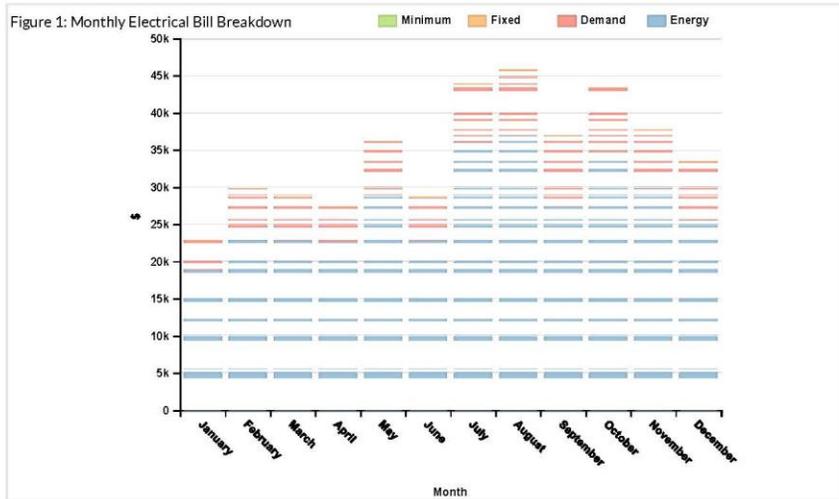
Installation Recommendation: System #1

Component	Price	Installation Size	Total Installed Cost	Annual Expenses
Generic flat plate PV	\$1.03/watt	410 kW	\$423,720	\$8,200/yr

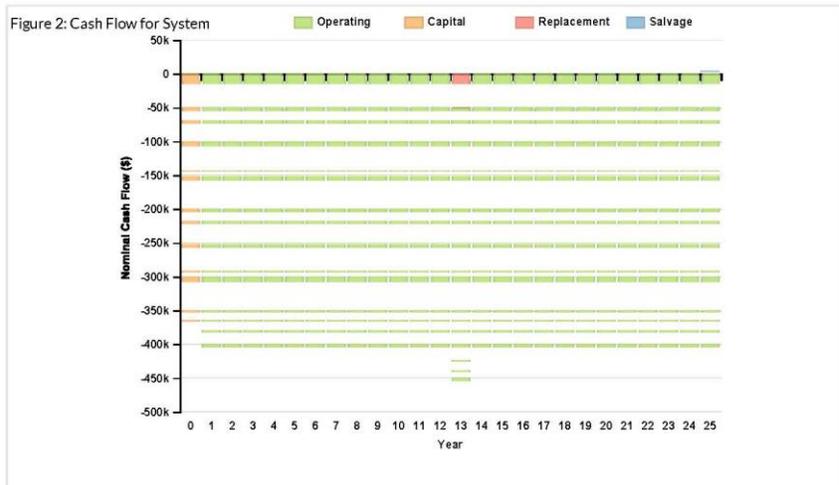
Electrical Bill (Predicted): System #1

Tariff: Simple Tariff

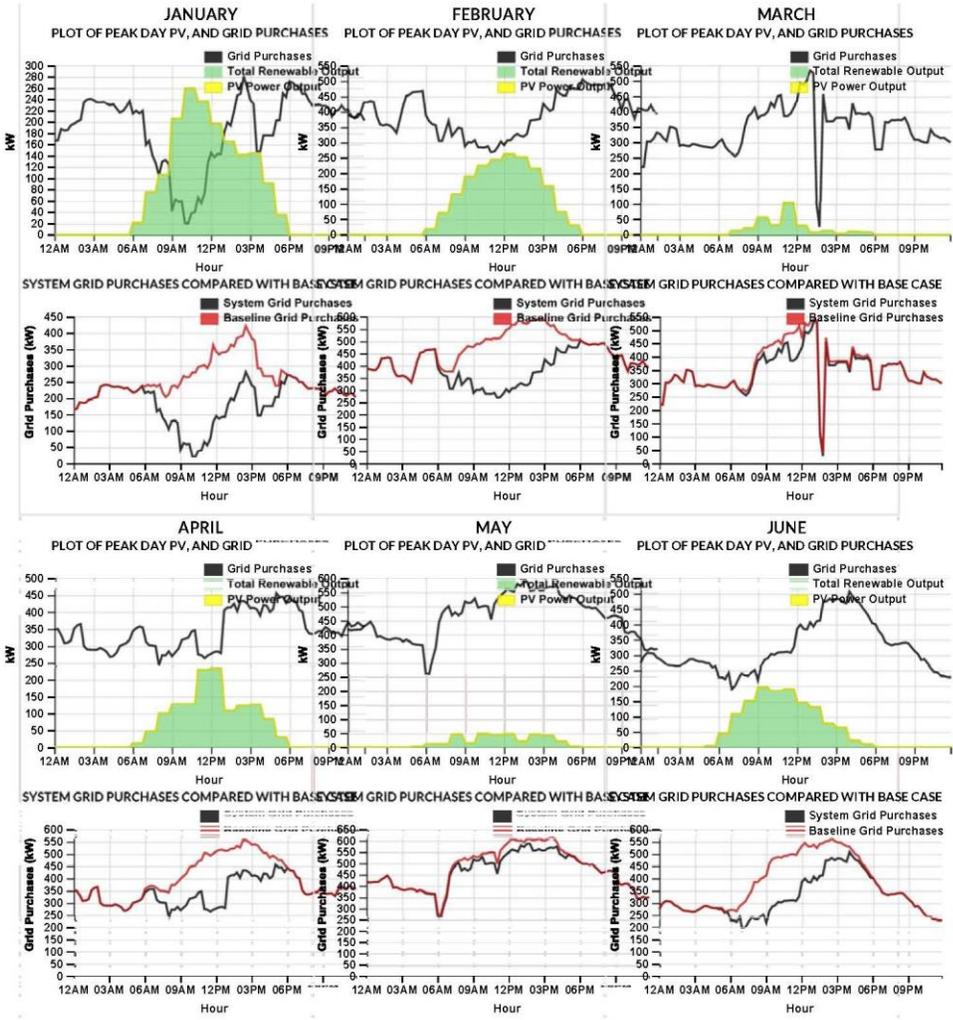
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Energy Charges, Consumption, and Sales	\$17,859	\$22,685	\$22,121	\$21,211	\$28,764	\$22,122	\$35,294	\$36,732	\$26,918	\$33,907	\$29,800	\$25,088
	131,216 kWh	166,682 kWh	162,531 kWh	155,850 kWh	211,343 kWh	162,539 kWh	259,328 kWh	269,889 kWh	197,780 kWh	249,131 kWh	218,960 kWh	184,331 kWh
	0 kWh											
Demand Charges and Peak Demand	\$4,295	\$6,494	\$6,155	\$5,457	\$6,762	\$5,846	\$7,993	\$8,456	\$9,398	\$8,892	\$7,316	\$7,715
	373 kW	564 kW	534 kW	474 kW	587 kW	507 kW	694 kW	734 kW	816 kW	772 kW	635 kW	670 kW
Fixed charges (\$)	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594	\$594
Monthly Total	\$22,747	\$29,773	\$28,869	\$27,262	\$36,119	\$28,562	\$43,881	\$45,782	\$36,910	\$43,392	\$37,710	\$33,397
Annual Total	\$414,405											

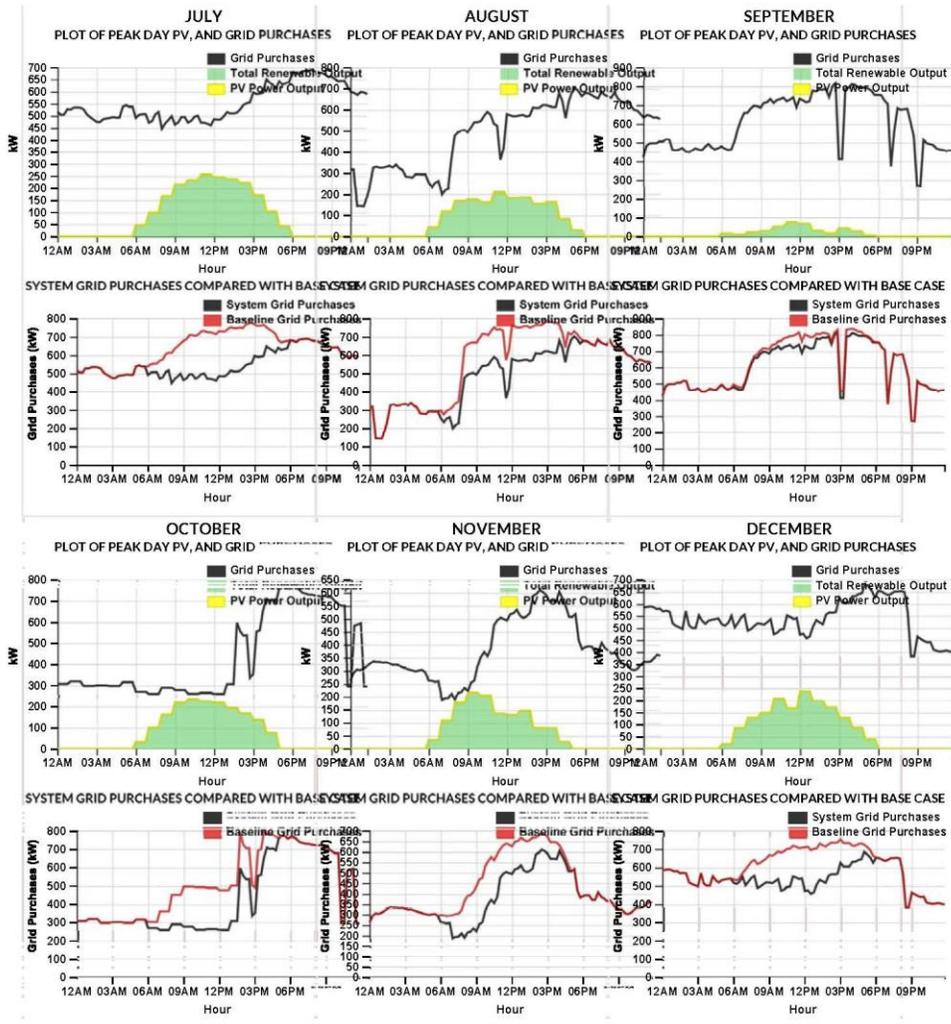


Cash Flow Summary: System #1



Performance Summary: System #1





Monthly Carbon Dioxide Emissions: System #1

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Monthly Total (metric tons)	83t	105t	103t	98t	134t	103t	164t	171t	125t	157t	138t	111t

January February March April May June July August September October November I

Annual 1,498 t/yr
Total
(metric
tons)

* emissions are based on an assumption of your grid's generation sources.

HOMER Grid Report - HOMER Energy, LLC © 2020
(Engine: 6/11/2020 / UI: 3.14.7471.23130)

Anexo 3: Ficha Técnica Módulo



KuMax

HIGH EFFICIENCY MONO PERC MODULE

CS3U-375 | 380 | 385 | 390 | 395MS
(1000 V / 1500 V)

MORE POWER



Low power loss in cell connection



Low NMOT: 41 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.37% / °C



Better shading tolerance



High PTC rating of up to: 93.13 %

MORE RELIABLE



Lower hot spot temperature



Minimizes micro-cracks



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*

 CanadianSolar



linear power output warranty



product warranty on materials
and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / CEC AU
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE / IEC60068-2-68: SGS
Take-e-way



*We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

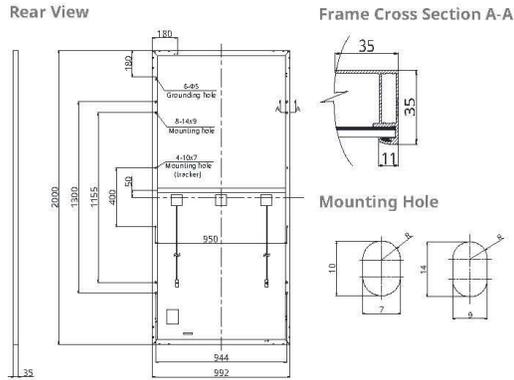
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

*For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	375MS	380MS	385MS	390MS	395MS
Nominal Max. Power (Pmax)	375 W	380 W	385 W	390 W	395 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.8 V	40.0 V	40.2 V	40.4 V	40.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.43 A	9.50 A	9.58 V	9.66 A	9.73 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.6 V	47.8 V	48.0 V	48.2 V	48.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.93 A	10.01 A	10.09 A	10.17 A	10.25 A
Module Efficiency	18.90%	19.15%	19.41%	19.66%	19.91%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3U	375MS	380MS	385MS	390MS	395MS
Nominal Max. Power (Pmax)	280 W	284 W	287 W	291 W	295 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.9 V	37.1 V	37.3 V	37.5 V	37.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.58 A	7.64 A	7.70 A	7.76 A	7.82 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.8 V	45.0 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	8.01 A	8.07 A	8.14 A	8.20 A	8.26 A

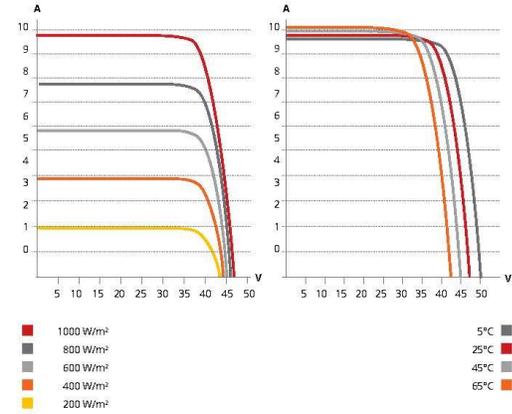
* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustments to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

CS3U-375MS / I-V CURVES



MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2000 X 992 X 35 mm (78.7 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



Anexo 4: Ficha Técnica Inversor

SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US



Design flexibility

- 1000 V DC or 600 V DC
- Two independent DC inputs
- 15° to 90° mounting angle range
- Detachable DC Connection Unit

System efficiency

- 98.0% CEC, 98.6% Peak
- 1000 V DC increases system efficiency
- OptiTrac Global Peak MPPT

Enhanced safety

- Integrated DC AFCI
- Floating system with all-pole sensitive ground fault protection
- Reverse polarity indicator in combination with Connection Unit

Future-proof

- Complete grid management feature set
- Integrated Speedwire, WebConnect, Modbus interface
- Bi-directional Ethernet communications
- Utility interactive controls for active and reactive power

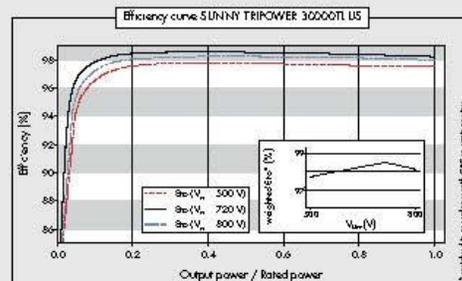
SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US

The ultimate solution for decentralized PV plants, now up to 30 kilowatts

The world's best-selling three-phase PV inverter, the SMA Sunny Tripower TL-US, is raising the bar for decentralized commercial PV systems. This three-phase, transformerless inverter is UL listed for up to 1000 V DC maximum system voltage and has a peak efficiency above 98 percent, while OptiTrac Global Peak minimizes the effects of shade for maximum energy production. The Sunny Tripower delivers a future-proof solution with full grid management functionality, cutting edge communications and advanced monitoring. The Sunny Tripower is also equipped with all-pole ground fault protection and integrated AFCI for a safe, reliable solution. It offers unmatched flexibility with a wide input voltage range and two independent MPPT trackers. Suitable for both 600V DC and 1,000V DC applications, the Sunny Tripower allows for flexible design and a lower levelized cost of energy.

www.SMA-America.com

Technical data	Sunny Tripower 12000TL-US	Sunny Tripower 15000TL-US	Sunny Tripower 20000TL-US	Sunny Tripower 24000TL-US	Sunny Tripower 30000TL-US
Input (DC)					
Max. array power	18000 Wp STC	22500 Wp STC	30000 Wp STC	36000 Wp STC	45000 Wp STC
Max. DC voltage	*1000 V				
Rated MPPT voltage range	300 V...800 V	300 V...800 V	380 V...800 V	450 V...800 V	500 V...800 V
MPPT operating voltage range	150 V...1000 V				
Min. DC voltage / start voltage	150 V / 188 V				
Number of MPPT tracker inputs	2				
Max. operating input current / per MPPT tracker	66 A / 33 A				
Max. short circuit current per MPPT / string input	53 A / 53 A				
Output (AC)					
AC nominal power	12000 W	15000 W	20000 W	24000 W	30000 W
Max. AC apparent power	12000 VA	15000 VA	20000 VA	24000 VA	30000 VA
Output phases / line connections	3 / 3-N-PE				3 / 3-N-PE, 3-PE
Nominal AC voltage	480 / 277 V WYE				480 / 277 V WYE, 480 V Delta
AC voltage range	244 V...305 V				
Rated AC grid frequency	60 Hz				
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz				
Max. output current	14.4 A	18 A	24 A	29 A	36.2 A
Power factor at rated power / adjustable displacement	1 / 0.0 leading...0.0 lagging				
Harmonics	< 3%				
Efficiency					
Max. efficiency / CEC efficiency	98.2% / 97.5%	98.2% / 97.5%	98.5% / 97.5%	98.5% / 98.0%	98.6% / 98.0%
Protection devices					
DC reverse polarity protection	●				
Ground fault monitoring / grid monitoring	●				
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●				
DC AFCI compliant to UL 1699B	●				
AC short circuit protection	●				
Protection class / overvoltage category	I / IV				
General data					
Dimensions [W / H / D] in mm [in]	665 / 650 / 265 [26.2 / 25.6 / 10.4]				
Packing dimensions [W / H / D] in mm [in]	780 / 790 / 380 [30.7 / 31.1 / 15.0]				
Weight	55 kg [121 lbs]				
Packing weight	61 kg [134.5 lbs]				
Operating temperature range	-25°C...+60°C				
Noise emission [typical] / internal consumption at night	51 dB(A) / 1 W				
Topology	Transformerless				
Cooling concept / electronics protection rating	OptiCool / NEMA 3R				
Features					
Display / LED indicators [Status / Fault / Communication]	- / ●				
Interface: RS485 / Speedwire, WebConnect	○ / ●				
Data interface: SMA Modbus / SunSpec ModBus	● / ●				
Mounting angle range	15°...50°				
Warranty: 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○				
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1741SA, CA Rule 21, UL 1998, UL 1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1				
NOTE: US inverters ship with gray lids. Data at nominal conditions, August 2017. *S suitable for 600 V DC max. systems					
● Standard features ○ Optional features - Not available					
Type designation	STP 12000TL-US-10	STP 15000TL-US-10	STP 20000TL-US-10	STP 24000TL-US-10	STP 30000TL-US-10



STP 12000TL-US-10, STP 15000TL-US-10, STP 20000TL-US-10, STP 24000TL-US-10, STP 30000TL-US-10
 Sunny Tripower requires a minimum of 1000 Wp solar module power. All product and system standards as well as technical data are subject to change, even for recently shipped products. For specifications, please visit www.sma.com.

Anexo 5: Flujo de caja escenario 1 años 1-12

Escenario actual														
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Consumo de red														
Consumo energético [kWh]		3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	
Pago por consumo energético [\$]		\$ 412,791.30	\$ 424,762.25	\$ 437,080.35	\$ 449,755.68	\$ 462,798.60	\$ 476,219.76	\$ 490,030.13	\$ 504,241.00	\$ 518,863.99	\$ 533,911.05	\$ 549,394.47	\$ 565,326.91	
Costo por demanda [\$/kW]		\$ 11.52	\$ 12.55	\$ 13.58	\$ 14.61	\$ 15.64	\$ 16.67	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	
Pago por demanda energética [\$]		\$ 8,812.80	\$ 9,599.99	\$ 10,387.17	\$ 11,174.36	\$ 11,961.54	\$ 12,748.73	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	
Pago por comercialización [\$]		\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	
Pago por alumbrado público [\$]		\$ 4,644.52	\$ 4,711.87	\$ 4,780.19	\$ 4,849.50	\$ 4,919.82	\$ 4,991.16	\$ 5,063.53	\$ 5,136.95	\$ 5,211.43	\$ 5,287.00	\$ 5,363.66	\$ 5,441.43	
Total Pago anual		\$ 427,343.98	\$ 440,169.46	\$ 453,343.07	\$ 466,874.90	\$ 480,775.32	\$ 495,055.00	\$ 509,724.93	\$ 524,009.22	\$ 538,706.70	\$ 553,829.32	\$ 569,389.40	\$ 585,399.61	

Anexo 6: Flujo de caja escenario 1 años 13-25

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00	3,033,000.00
\$	581,721.39	\$ 598,591.31	\$ 615,950.46	\$ 633,813.02	\$ 652,193.60	\$ 671,107.21	\$ 690,569.32	\$ 710,595.83	\$ 731,203.11	\$ 752,408.00	\$ 774,227.83	\$ 796,680.44	\$ 819,784.17
\$	17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69	\$ 17.69
\$	13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91
\$	1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36
\$	5,520.34	\$ 5,600.38	\$ 5,681.59	\$ 5,763.97	\$ 5,847.55	\$ 5,932.34	\$ 6,018.35	\$ 6,105.62	\$ 6,194.15	\$ 6,283.97	\$ 6,375.08	\$ 6,467.52	\$ 6,561.30
\$	601,872.99	\$ 618,822.96	\$ 636,263.31	\$ 654,208.26	\$ 672,672.41	\$ 691,670.82	\$ 711,218.95	\$ 731,332.72	\$ 752,028.53	\$ 773,323.24	\$ 795,234.19	\$ 817,779.23	\$ 840,976.75

Anexo 7: Flujo de caja escenario 2 años 1-12

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Consumo de red													
Compras a la red		2,527,426.00	2,530,965.02	2,534,479.26	2,537,968.91	2,541,434.13	2,544,875.09	2,548,291.96	2,551,684.92	2,555,054.12	2,558,399.74	2,561,721.95	2,565,020.89
Pago por consumo energético	\$	343,982.68	354,453.80	365,239.40	376,348.81	387,791.67	399,577.91	411,717.72	424,221.62	437,100.42	450,365.28	464,027.65	478,099.35
Pago por demanda energética [\$]	\$	8,812.80	9,599.99	10,387.17	11,174.36	11,961.54	12,748.73	13,535.91	13,535.91	13,535.91	13,535.91	13,535.91	13,535.91
Pago por comercialización [\$]	\$	1,095.36	1,095.36	1,095.36	1,095.36	1,095.36	1,095.36	1,095.36	1,095.36	1,095.36	1,095.36	1,095.36	1,095.36
Pago por alumbrado público [\$]	\$	4,644.52	4,711.87	4,780.19	4,849.50	4,919.82	4,991.16	5,063.53	5,136.95	5,211.43	5,287.00	5,363.66	5,441.43
Total pago red	\$	358,535.36	369,861.02	381,502.11	393,468.03	405,768.39	418,413.15	431,412.52	443,989.84	456,943.13	470,283.55	484,022.58	498,172.06
Ingresos													
Generación de energía (kWh)		505,574.00	502,034.98	498,520.74	495,031.09	491,565.87	488,124.91	484,708.04	481,315.08	477,945.88	474,600.26	471,278.05	467,979.11
Excedentes		2,275.08	2,259.16	2,243.34	2,227.64	2,212.05	2,196.56	2,181.19	2,165.92	2,150.76	2,135.70	2,120.75	2,105.91
Ahorro bruto		503,298.92	499,775.82	496,277.39	492,803.45	489,353.83	485,928.35	482,526.85	479,149.16	475,795.12	472,464.55	469,157.30	465,873.20
Tarifa eléctrica nacional [\$/kWh]	\$	0.14	0.14	0.14	0.15	0.15	0.16	0.16	0.17	0.17	0.18	0.18	0.19
Total ahorro bruto	\$	68,498.98	69,992.05	71,517.67	73,076.54	74,669.39	76,296.96	77,960.01	79,659.30	81,395.63	83,169.81	84,982.67	86,835.03
Egresos													
Operación y mantenimiento [\$/kWp]	\$	3,280.00	3,329.20	3,379.14	3,429.83	3,481.27	3,533.49	3,586.49	3,640.29	3,694.90	3,750.32	3,806.57	3,863.67
Seguros	\$	2,825.21	2,867.59	2,910.60	2,954.26	2,998.57	3,043.55	3,089.20	3,135.54	3,182.57	3,230.31	3,278.77	3,327.95
Cambio de inversores													
Total egresos	\$	6,105.21	6,196.79	6,289.74	6,384.08	6,479.84	6,577.04	6,675.70	6,775.83	6,877.47	6,980.63	7,085.34	7,191.62
Sin financiamiento													
Flujo de efectivo	\$ (470,867.83)	62,393.78	63,795.27	65,227.93	66,692.46	68,189.55	69,719.92	71,284.31	72,883.47	74,518.16	76,189.18	77,897.32	79,643.41
Flujo de efectivo acumulado	\$ (470,867.83)	(408,474.05)	(344,678.78)	(279,450.85)	(212,758.39)	(144,568.84)	(74,848.92)	(3,564.62)	69,318.85	143,837.01	220,026.20	297,923.52	377,566.93
Periodo de recuperación de inversión	\$	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.05	-	-	-	-	-
Valor actual flujo de efectivo	\$ (470,867.83)	56,721.61	52,723.36	49,006.71	45,551.85	42,340.34	39,355.08	36,580.12	34,000.68	31,602.98	29,374.23	27,302.54	25,376.85
Con financiamiento													
Beneficio antes de intereses e impue:	\$ (470,867.83)	62,393.78	63,795.27	65,227.93	66,692.46	68,189.55	69,719.92	71,284.31	72,883.47	74,518.16	76,189.18	77,897.32	79,643.41
Balance [\$]	\$	329,607.48	310,825.07	289,788.78	266,228.13	239,840.20	210,285.72	177,184.70	140,111.56	98,589.64	52,085.09	-	-
Amortización de capital [\$]	\$	18,782.41	21,036.30	23,560.65	26,387.93	29,554.48	33,101.02	37,073.14	41,521.92	46,504.55	52,085.09	-	-
Intereses [\$]	\$	39,552.90	37,299.01	34,774.65	31,947.38	28,780.82	25,234.29	21,262.16	16,813.39	11,830.76	6,250.21	-	-
Anualidad de pago de préstamo	\$	58,335.30	58,335.30	58,335.30	58,335.30	58,335.30	58,335.30	58,335.30	58,335.30	58,335.30	58,335.30	-	-
Beneficio	\$	22,840.88	26,496.26	30,453.28	34,745.08	39,408.72	44,485.63	50,022.14	56,070.08	62,687.41	69,938.97	77,897.32	79,643.41
Flujo de efectivo	\$ (141,260.35)	4,058.47	5,459.97	6,892.63	8,357.16	9,854.24	11,384.61	12,949.00	14,548.16	16,182.86	17,853.88	19,570.32	21,338.85
Flujo de efectivo acumulado	\$ (141,260.35)	(137,201.88)	(131,741.91)	(124,849.28)	(116,492.13)	(106,637.88)	(95,253.27)	(82,304.27)	(67,756.10)	(51,573.25)	(33,719.37)	44,177.96	123,821.37
Periodo de recuperación	\$	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.43	-
Valor actual flujo de efectivo	\$ (141,260.35)	3,689.52	4,512.37	5,178.54	5,708.05	6,118.71	6,426.32	6,644.89	6,786.83	6,863.11	6,883.44	27,302.54	25,376.85

Anexo 8: Flujo de caja escenario 2 años 13-25

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2,568,296.75	2,571,549.67	2,574,779.82	2,577,987.36	2,581,172.45	2,584,335.24	2,587,475.90	2,590,594.57	2,593,691.40	2,596,766.56	2,599,820.20	2,602,852.46	2,605,863.49
\$ 492,592.53	\$ 507,519.71	\$ 522,893.77	\$ 538,727.98	\$ 555,035.99	\$ 571,831.86	\$ 589,130.06	\$ 606,945.50	\$ 625,293.51	\$ 644,189.89	\$ 663,650.89	\$ 683,693.26	\$ 704,334.21
\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91	\$ 13,535.91
\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36	\$ 1,095.36
\$ 5,520.34	\$ 5,600.38	\$ 5,681.59	\$ 5,763.97	\$ 5,847.55	\$ 5,932.34	\$ 6,018.35	\$ 6,105.62	\$ 6,194.15	\$ 6,283.97	\$ 6,375.08	\$ 6,467.52	\$ 6,561.30
\$ 512,744.14	\$ 527,751.36	\$ 543,206.63	\$ 559,123.22	\$ 575,514.80	\$ 592,395.46	\$ 609,779.69	\$ 627,682.39	\$ 646,118.93	\$ 665,105.13	\$ 684,657.25	\$ 704,792.05	\$ 725,526.78
464,703.25	461,450.33	458,220.18	455,012.64	451,827.55	448,664.76	445,524.10	442,405.43	439,308.60	436,233.44	433,179.80	430,147.54	427,136.51
2,091.16	2,076.53	2,061.99	2,047.56	2,033.22	2,018.99	2,004.86	1,990.82	1,976.89	1,963.05	1,949.31	1,935.66	1,922.11
462,612.09	459,373.80	456,158.19	452,965.08	449,794.33	446,645.76	443,519.24	440,414.61	437,331.71	434,270.39	431,230.49	428,211.88	425,214.40
\$ 0.19	\$ 0.20	\$ 0.20	\$ 0.21	\$ 0.22	\$ 0.22	\$ 0.23	\$ 0.23	\$ 0.24	\$ 0.25	\$ 0.26	\$ 0.26	\$ 0.27
\$ 88,727.78	\$ 90,661.78	\$ 92,637.93	\$ 94,657.16	\$ 96,720.40	\$ 98,828.62	\$ 100,982.78	\$ 103,183.91	\$ 105,433.01	\$ 107,731.13	\$ 110,079.34	\$ 112,478.74	\$ 114,930.44
\$ 3,921.63	\$ 3,980.45	\$ 4,040.16	\$ 4,100.76	\$ 4,162.27	\$ 4,224.71	\$ 4,288.08	\$ 4,352.40	\$ 4,417.68	\$ 4,483.95	\$ 4,551.21	\$ 4,619.48	\$ 4,688.77
\$ 3,377.87	\$ 3,428.54	\$ 3,479.96	\$ 3,532.16	\$ 3,585.15	\$ 3,638.92	\$ 3,693.51	\$ 3,748.91	\$ 3,805.14	\$ 3,862.22	\$ 3,920.15	\$ 3,978.96	\$ 4,038.64
\$ 59,062.87												
\$ 66,362.37	\$ 7,408.99	\$ 7,520.12	\$ 7,632.93	\$ 7,747.42	\$ 7,863.63	\$ 7,981.59	\$ 8,101.31	\$ 8,222.83	\$ 8,346.17	\$ 8,471.36	\$ 8,598.43	\$ 8,727.41
\$ 22,365.41	\$ 83,252.79	\$ 85,117.81	\$ 87,024.23	\$ 88,972.98	\$ 90,964.99	\$ 93,001.20	\$ 95,082.60	\$ 97,210.18	\$ 99,384.96	\$ 101,607.98	\$ 103,880.31	\$ 106,203.03
\$ 399,932.34	\$ 483,185.13	\$ 568,302.94	\$ 655,327.17	\$ 744,300.15	\$ 835,265.14	\$ 928,266.34	\$ 1,023,348.94	\$ 1,120,559.11	\$ 1,219,944.07	\$ 1,321,552.05	\$ 1,425,432.36	\$ 1,531,635.39
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 6,478.46	\$ 21,923.06	\$ 20,376.53	\$ 18,939.01	\$ 17,602.83	\$ 16,360.85	\$ 15,206.44	\$ 14,133.42	\$ 13,136.07	\$ 12,209.04	\$ 11,347.39	\$ 10,546.51	\$ 9,802.11
\$ 22,365.41	\$ 83,252.79	\$ 85,117.81	\$ 87,024.23	\$ 88,972.98	\$ 90,964.99	\$ 93,001.20	\$ 95,082.60	\$ 97,210.18	\$ 99,384.96	\$ 101,607.98	\$ 103,880.31	\$ 106,203.03
\$ 22,365.41	\$ 83,252.79	\$ 85,117.81	\$ 87,024.23	\$ 88,972.98	\$ 90,964.99	\$ 93,001.20	\$ 95,082.60	\$ 97,210.18	\$ 99,384.96	\$ 101,607.98	\$ 103,880.31	\$ 106,203.03
\$ 146,186.78	\$ 229,439.57	\$ 314,557.37	\$ 401,581.61	\$ 490,554.59	\$ 581,519.58	\$ 674,520.77	\$ 769,603.37	\$ 866,813.55	\$ 966,198.51	\$ 1,067,806.49	\$ 1,171,686.80	\$ 1,277,889.83
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 6,478.46	\$ 21,923.06	\$ 20,376.53	\$ 18,939.01	\$ 17,602.83	\$ 16,360.85	\$ 15,206.44	\$ 14,133.42	\$ 13,136.07	\$ 12,209.04	\$ 11,347.39	\$ 10,546.51	\$ 9,802.11