



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER
TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

**“DISEÑO DE UN SISTEMA HÍBRIDO
RENOVABLE PARA UNA PLANTA
PROCESADORA DE CAFÉ EN
HONDURAS”**

AUTOR: ALVARADO ALVARADO, RENÉ FABRICIO

TUTOR: ALFONSO SOLAR, DAVID

COTUTORA: PEÑALVO LÓPEZ, ELISA

Curso Académico: 2016-17

“Julio 2018”

AGRADECIMIENTOS

A Jehová, mi Dios, porque sus promesas se escriben en piedra. A la Fundación Carolina por haberme dado la oportunidad de cumplir uno de mis sueños y metas. A mis padres y hermanos que han sido mi aliento y fuerza para siempre seguir adelante. También he de agradecer a mis compañeros que más que compañeros son amigos que nunca olvidaré, volvieron de España una vivencia enriquecedora e inolvidable. Asimismo, no puedo olvidar a la Universidad Politécnica de Valencia por su invaluable aporte en mi crecimiento profesional; y debo un agradecimiento especial a mi profesor, David Alfonso Solar, por sus invaluable aportes en la consecución de este trabajo.

A todos Muchas Gracias...

RESUMEN

El presente trabajo consiste en el diseño y evaluación técnico-económica de un sistema híbrido renovable para una planta procesadora de café en Honduras, haciendo uso de fuentes renovables, como energía fotovoltaica y eólica, como alternativa de solución para los problemas de suministro eléctrico de una cooperativa de café en una zona remota del país. El estudio comienza analizando los patrones de consumo de la planta procesadora y su potencia energética requerida, evaluando las diferentes fuentes energéticas presentes en el lugar del emplazamiento y, escogiendo los equipos necesarios para el funcionamiento del sistema híbrido. Seguido a esto, se recolectaron tanto los datos de radiación solar como de velocidad del viento y conociendo el estado actual y previsto de la producción energética nacional, así como sus regulaciones y normativas, se hizo uso del software HOMER para evaluar la factibilidad técnico-económica del sistema híbrido renovable, teniendo en consideración la reducción del impacto ambiental comparado con las emisiones de CO₂ del mix energético nacional.

Para efectos de análisis del sistema híbrido renovable se tuvieron en consideración el costo de los equipos, instalación y mano de obra de la implementación, costos de operación y mantenimiento. El sistema fue evaluado considerando diferentes aportes de energía renovable a la demanda, evaluando desde el caso de solo hacer uso de la red, hasta la opción de cubrir toda la demanda con energía renovable provista por el sistema, obteniendo así diferentes tiempos de retorno de la inversión y escogiéndose el mejor de ellos.

Palabras Clave: Sistema híbrido, generación fotovoltaica, generación eólica, planta procesadora de café.

RESUM

El present treball consisteix en el disseny i avaluació tecnicoeconòmica d'un sistema híbrid renovable per a una planta processadora de cafè a Honduras; fent ús de fonts renovables, com energia fotovoltaica y eòlica, es pretén trobar una solució alternativa als problemes de subministrament elèctric d'una cooperativa de cafè a una zona remota del país. L'estudi comença analitzant els patrons de consum de la planta processadora i la seua potència energètica requerida, avaluant les diferents fonts energètiques disponibles en el lloc de l'emplaçament i escollint els equips necessaris per al funcionament del sistema híbrid. Seguit a això, es recol·lectaren tant dades de radiació solar com de velocitat del vent i, coneixent l'estat actual i previst de la producció energètica nacional, així com les seues regulacions i normatives, es va fer ús del software HOMER per a avaluar la factibilitat tecnicoeconòmica del sistema híbrid renovable, a més d'haver tingut en consideració la reducció de l'impacte ambiental comparat amb les emissions de CO₂ del mix energètic nacional.

Per a efectes d'anàlisis del sistema híbrid renovable s'analitzaren els costos dels equips, instal·lació i mà d'obra de la implementació, així com costos d'operació i manteniment dels mateixos. El sistema va ser avaluat considerant diferents aportacions d'energia renovable a la demanda, avaluant des del cas d'únicament fer ús de la xarxa fins a l'opció de cobrir tota la demanda amb energia renovable proveïda pel sistema, obtenint amb això diferents temps de retorn de la inversió.

Paraules clau: Sistema híbrid, generació fotovoltaica, generació eòlica, planta processadora de cafè.

ABSTRACT

This Project consists in the design and technical-economic evaluation of a hybrid renewable energy system for a coffee processing plant in Honduras; making use of renewable sources, as Photovoltaic and Eolic energy, it is intended to find an alternative solution to electricity supply problems in a coffee cooperative in a remote area of the country. This study begins by analyzing patterns of electricity consumption in the coffee plant and its required power supply, evaluating different energy sources available throughout the zone and choosing the equipment needed for the functioning of the hybrid system. Followed by this, solar radiation and wind velocity data was recollected and, knowing the actual status and forecast of national electricity production, as well as its regulations, HOMER software was used to evaluate technical-economic feasibility of the hybrid renewable system, besides having considered its environmental impact reduction compared with CO₂ emissions of the National's energy mix. For analysis of the hybrid renewable system; cost of equipment, installation and labor at implementation, operation costs and its maintenance were took into account. The system was evaluated considering different contributions of renewable energy on the demand, evaluating from the case of full use of the electrical network to the option of covering all the demand with renewable energy produced by the system, obtaining from this, different times of Return of Investment.

Keywords: Hybrid system, photovoltaic generation, wind generation, coffee processing plant.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Objetivos	1
1.2.1. Objetivo general	1
1.2.2. Objetivos específicos	1
1.3. Justificación	2
1.4. Alcance	2
CAPÍTULO 2. CAFÉ, HISTORIA Y RELEVANCIA	3
2.1. Historia del café.....	3
2.2. Llegada del café a Honduras	4
2.3. Relevancia económica del café en Honduras.....	4
2.4. Zonas productivas de café en Honduras	7
2.5. Ciclo productivo del café	8
CAPÍTULO 3. PROCESADORAS Y COOPERATIVAS DE CAFÉ EN HONDURAS.....	10
3.1. Rol de las cooperativas de café en Honduras	10
3.2. Distribución de las procesadoras de café en Honduras	11
3.3. Subsector Eléctrico en Honduras	12
3.3.1. Empresa nacional de energía eléctrica y nacimiento del subsector eléctrico en Honduras. 12	
3.3.2. Honduras y las energías renovables.....	13
3.3.3. Marco legislativo del subsector eléctrico en Honduras y tarifa energética.....	18
3.3.4. Autoconsumo	19
3.3.5. Estado actual del sistema eléctrico en Honduras	20
3.3.5.1. Área de transmisión	20
3.3.5.2. Área de generación	21
3.3.5.3. Área de distribución	22
CAPÍTULO 4. RECURSOS ENERGÉTICOS	24
4.1. Energía solar fotovoltaica.....	24

4.1.1.	Desarrollo de la tecnología solar	25
4.1.2.	Clasificación de las celdas solares	25
4.1.3.	Radiación solar	26
4.1.4.	Geometría solar	27
4.1.5.	Instalación paneles solares.....	28
4.1.6.	Sistema fotovoltaico.....	30
4.2.	Energía eólica	32
4.2.1.	Desarrollo de la tecnología eólica	32
4.2.2.	Recurso eólico	33
4.2.3.	Potencia del viento.....	34
4.2.3.1.	Potencia máxima aprovechable	34
4.2.4.	Distribución de Weibull	36
CAPITULO 5. SISTEMA HÍBRIDO RENOVABLE PARA UNA PLANTA PROCESADORA DE CAFÉ		37
5.1.	Introducción	37
5.2.	Caso COCAFAL	39
5.2.1.	Antecedentes y situación actual	39
5.2.2.	Proceso productivo de COCAFAL	39
5.2.3.	Ubicación	41
5.2.4.	Consumo eléctrico.....	42
5.2.4.1.	Facturas	46
5.2.4.2.	Potencia instalada	46
5.2.5.	Simulación del sistema híbrido en HOMER.....	48
5.2.5.1.	Caracterización de la demanda	48
5.2.5.2.	Componentes del sistema	52
5.2.5.2.1.	Paneles fotovoltaicos	52
5.2.5.2.2.	Aerogeneradores.....	53
5.2.5.2.3.	Baterías.....	54
5.2.5.2.4.	Convertidor.....	55
5.2.5.3.	Recursos energéticos.....	56
5.2.5.3.1.	Recurso solar	56
5.2.5.3.2.	Recurso eólico	56

5.2.5.4.	Restricciones del sistema	57
5.2.5.4.1.	Restricciones económicas	57
5.2.5.4.2.	System control inputs.....	58
5.2.5.5.	Resultados	58
CAPITULO 6. ESTUDIO ECONÓMICO		67
6.1.	Retorno de la inversión	67
6.2.	Reducción de impacto ambiental.....	68
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES		71
CAPITULO 8. BIBLIOGRAFÍA		73
ANEXOS		78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de distribución política de Honduras. [5].....	7
Figura 2. Mapa de regiones cafetaleras en Honduras. [6].....	8
Figura 3. Comparativa producción por departamento cosechas 2014-2015 / 2015-2016. [4].....	8
Figura 4. Proceso de comercialización del café en Honduras. [Fuente propia].....	11
Figura 5. Mix de generación eléctrica a nivel mundial, año 2015 [12].....	14
Figura 6. Evolución de capacidad de energía solar fotovoltaica instalada en el mundo [12]......	14
Figura 7. Adiciones en capacidad de energía solar fotovoltaica en el año 2015 [12].	15
Figura 8. Evolución del consumo eléctrico en Honduras [10]......	15
Figura 9. Mapa del Sistema Interconectado Nacional de Honduras [21].	18
Figura 10. Balance económico global de la ENEE (como porcentaje del PIB de Honduras) [22].	19
Figura 11. Red de transporte SIEPAC [29].	21
Figura 12. Potencia Instalada en Honduras 2016. Fuente: [Propia con datos INE]	22
Figura 13. Generación Energética Nacional año 2016. Fuente: [Propia con datos INE]	22
Figura 14. Efecto fotoeléctrico. [30].....	24
Figura 15. Diagrama de bandas de diferentes estructuras de unión con semiconductores para producir efecto fotovoltaico. [31].....	25
Figura 16. Tipos de celdas fotovoltaicas. [33]	26
Figura 17. Movimientos de la tierra a lo largo del año. [34].....	27
Figura 18. Altitud solar, Cenit y Azimut en el hemisferio norte. [35].....	28
Figura 19. Distancia entre paneles fotovoltaicos. [37].....	29
Figura 20. Evolución de la producción y el coste del watio pico. [38]	30
Figura 21. Esquema de un sistema fotovoltaico. [39].....	31
Figura 22. Reducción del costo de la energía eólica (centavos de USD\$). [40]	33
Figura 23. Tubo de corriente de un aerogenerador. [41]	34
Figura 24. Curva de potencia aerogenerador (kW) vs. Velocidad del viento (m/seg). [42].....	35
Figura 25. Rosa de los vientos. [43].....	35

Figura 26. Diagrama sistema híbrido. [44]	37
Figura 27. Irradiación solar a lo largo del día. [45].....	38
Figura 28. Proceso productivo de COCAFAL.....	40
Figura 29. Despulpadora de café.....	40
Figura 30. Transportador de café despulpado.	40
Figura 31. Lavadoras de café.....	40
Figura 32. Beneficio húmedo de café.....	40
Figura 33. Secadoras de café (Beneficio seco de café).....	41
Figura 34. Horno secador de café.	41
Figura 35. Ubicación COCAFAL Capucas.....	41
Figura 36. Ubicación COCAFAL.	42
Figura 37. Representación esquemática de HOMER. [46]	48
Figura 38. Demanda anual. Fuente: [Propia]	49
Figura 39. Curva promedio de demanda mensual. Fuente: [Propia]	49
Figura 40. DMap demanda anual. Fuente: [Propia]	49
Figura 41. Escala de datos diarios de perfil. Fuente: [Propia].....	50
Figura 42. Distribución de frecuencia parcial. Fuente: [Propia].....	51
Figura 43. Frecuencia de distribución acumulada. Fuente: [Propia].....	51
Figura 44. Curva de duración de carga. Fuente: [Propia].....	52
Figura 45. Curva de carga aerogenerador Bornay Wind 25.3+	53
Figura 46. Radiación solar en Capucas. Fuente: [Propia]	56
Figura 47. Velocidad mensual del viento COCAFAL. [47].....	57
Figura 48. Perfil de velocidad del viento COCAFAL. Fuente: [Propia].....	57
Figura 49. Fracción renovable vs precio de la energía. Fuente: [Propia]	59
Figura 50. Fracción renovable vs reducción de emisiones de CO ₂ . Fuente: [Propia].....	60
Figura 51. Fracción renovable vs capital inicial. Fuente: [Propia].....	61
Figura 52. Fracción renovable vs costo de operación. Fuente: [Propia].....	61
Figura 53. Promedio de producción eléctrica mensual con 0% de energía renovable. Fuente: [Propia]	62
Figura 54. Promedio de producción eléctrica mensual con 20% de energía renovable. Fuente: [Propia]	62

Figura 55. Promedio de producción eléctrica mensual con 40% de energía renovable. Fuente: [Propia]	62
Figura 56. Promedio de producción eléctrica mensual con 60% de energía renovable. Fuente: [Propia]	63
Figura 57. Promedio de producción eléctrica mensual con 80% de energía renovable. Fuente: [Propia]	63
Figura 58. Promedio de producción eléctrica mensual con 90% de energía renovable. Fuente: [Propia]	63
Figura 59. Promedio de producción eléctrica mensual con 95% de energía renovable. Fuente: [Propia]	63
Figura 60. Promedio de producción eléctrica mensual con 99% de energía renovable. Fuente: [Propia]	64
Figura 61. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 20%. Fuente: [Propia]	65
Figura 62. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 40%. Fuente: [Propia]	65
Figura 63. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 60%. Fuente: [Propia]	65
Figura 64. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 80%. Fuente: [Propia]	65
Figura 65. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 90%. Fuente: [Propia]	66
Figura 66. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 95%. Fuente: [Propia]	66
Figura 67. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 95%. Fuente: [Propia]	66
Figura 68. Fracción renovable vs retorno de la inversión. Fuente: [Propia]	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Producción de café a nivel mundial (en sacos de 46 kg). [4].....	5
Tabla 2. Exportaciones de café a nivel mundial (en sacos de 46 kg). [4]	6
Tabla 3. Balance de Producción y Consumo de café a nivel mundial. [4]	7
Tabla 4. Distribución de procesadoras de café cosecha 2017-2018. [9].....	12
Tabla 5. Evolución en mix de generación eléctrica en Honduras (porcentual) [10].	16
Tabla 6. Estimaciones precio (L.) de la energía 2016-2019 [22].....	20
Tabla 7. Demanda de electricidad Honduras al 31 de diciembre de cada año [22].....	23
Tabla 8. Consumo eléctrico facturado en el 2016. Fuente: [Propia].....	43
Tabla 9. Resumen de la potencia instalada de todos los equipos. Fuente: [Propia].....	43
Tabla 10. Promedio horario iterado de consumo eléctrico. Fuente: [Propia]	45
Tabla 11. Consumos eléctricos anuales facturados. Fuente: [Propia]	46
Tabla 12. Cargas por áreas durante temporada de cosecha. Fuente: [Propia].....	47
Tabla 13. Cargas por áreas durante temporada fuera de cosecha. Fuente: [Propia]	47
Tabla 14. Especificaciones técnicas y económicas panel solar Ecosolar 260W.	53
Tabla 15. Especificaciones técnicas aerogenerador.....	54
Tabla 16. Especificaciones técnicas baterías.....	54
Tabla 17. Especificaciones técnicas inversor 8 kW.....	55
Tabla 18. Especificaciones técnicas inversor 30 kW.....	55
Tabla 19. Resumen resultados según la fracción de energía renovable. Fuente: [Propia].....	59
Tabla 20. Arquitectura del sistema de las diferentes configuraciones. Fuente: [Propia]	64
Tabla 21. Resultados según fracción renovable y bonos de reducción de CO ₂ . Fuente: [Propia]	69

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

La energía, su generación y consumo es uno de los indicadores de desarrollo de un país, el acceso a la energía abre las puertas al desarrollo y avance de la sociedad. Las energías renovables llenan lo anterior y dan un paso más, pues tienen un impacto en el medio ambiente sumamente bajo comparado con las fuentes fósiles y no tienen la limitante de agotarse; brindan la oportunidad de un crecimiento sostenible y amigable con el medio ambiente. El uso integrado de varias fuentes energéticas para suplir una demanda es conocido como sistema híbrido, pudiendo variar en tamaño y cantidad de fuentes energéticas utilizadas, teniendo la flexibilidad de poder encontrarse conectado a una red de distribución nacional o de generar en isla.

Honduras, si bien un país en vías de desarrollo, promueve la generación de energía con fuentes renovables, contando su mix energético con un 60% de energía renovable; y para el año 2013, ya había alcanzado su meta de reducción de emisiones que trazaba para el 2020. Sin embargo, aún es un país que tiene un largo camino que recorrer, la red de distribución es poco eficiente y las interrupciones de servicio o la falta del mismo es común en las zonas remotas del país. En estas zonas se encuentran empresas que agilizan la economía del país, las llamadas procesadoras de café, cuya labor es dar valor agregado al grano de café para poder ser exportado. Estas procesadoras de café son vulnerables a la inestabilidad de la red eléctrica nacional, de allí que nace el uso del concepto de sistema híbrido renovable para colaborar en la problemática del abastecimiento eléctrico.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

Diseñar un sistema híbrido renovable para suministrar electricidad a una planta procesadora de café en Honduras.

1.2.2. Objetivos específicos

- Obtener y analizar el consumo eléctrico actual de la procesadora de café.
- Analizar los recursos energéticos del emplazamiento de la procesadora de café para diseñar el sistema híbrido.
- Simular diferentes configuraciones de sistemas híbridos en busca de la opción más factible desde un punto de vista técnico-económico.

1.3. JUSTIFICACIÓN

El elevado costo de la energía eléctrica en Honduras, y en especial en las zonas remotas del país, han contribuido a la continua búsqueda e implementación de nuevas tecnologías energéticas en busca de reducir estos elevados costos y de minimizar el impacto ambiental. El uso de energía fotovoltaica y eólica es cada vez más común, y sus precios aún más competitivos. Lo anterior genera las condiciones propicias para el desarrollo de los sistemas híbridos, integrando ambas tecnologías u otras tecnologías energéticas tradicionales. Estos sistemas reducen, de igual manera, las emisiones de gases de efecto invernadero y por ende el impacto ambiental en la generación de energía eléctrica. Honduras es un país en vías de desarrollo, su segunda divisa más importante es el café, si bien su economía tiene un alto aporte de este sector, recibe poco apoyo en el desarrollo del mismo. Es habitual que las procesadoras de café tengan problemas con el suministro eléctrico, por lo que el sistema híbrido renovable diseñado colaborará en reducir los problemas que acarrea la intermitencia del flujo eléctrico y reducirá el impacto ambiental que tiene la procesadora de café, y al haber en Honduras más de 600 procesadoras de café, el estudio realizado presenta un elevado potencial para ser replicado.

1.4. ALCANCE

Proponer el diseño de un sistema híbrido renovable para suministrar electricidad a una planta procesadora de café en Honduras. Partiendo de obtener el consumo eléctrico de la procesadora de café de al menos un año atrás y analizar el comportamiento de consumo de la procesadora, luego analizar los recursos energéticos con que se cuentan en el lugar del emplazamiento, obteniendo los datos de radiación solar, velocidad del viento y demás fuentes energéticas que se tengan disponibles. Esta información se utilizará para simular las diferentes configuraciones posibles haciendo uso del software HOMER, para luego evaluar la rentabilidad de las diferentes opciones y escoger la mejor de ellas.

CAPÍTULO 2. CAFÉ, HISTORIA Y RELEVANCIA

2.1. HISTORIA DEL CAFÉ

El café, una romántica historia de una de las bebidas más consumidas en el mundo. Tiene su origen en Kaffa, Etiopía. La leyenda cuenta que un día un pastor de cabras de nombre Kaldi observó cómo sus cabras se encontraban más vivaces y energizadas al consumir las bayas rojas de un arbusto, este, intrigado por los efectos de estas bayas en su rebaño, decidió probarlas masticándolas y experimentado una sensación energizante como la que miraba en sus cabras. Kaldi eufórico por los efectos de las bayas, las llevó a los monjes de un monasterio cercano. Estos motivados por la curiosidad, trataron de hacer una infusión con las bayas, pero no lograron conseguir una bebida agradable de ello. Molestos por sus resultados, lanzaron los granos al fuego, los cuales, mientras se tostaban, desprendían un aroma atrayente. Los monjes retiraron inmediatamente los granos tostados de las brasas e hicieron una infusión con estos, produciendo así la primera tasa de una gran historia, café [1].

Ciertamente no se sabe con exactitud el origen del café, se considera que este tiene sus orígenes en las tierras altas de Etiopía y Sudán, África, se sabe que en esta región los arbustos de café crecen en estado silvestre. El cultivo se extendió hacia Arabia, comenzando su introducción por Yemen entre los años 575 y 890, extendiéndose desde aquí al resto del mundo árabe. Llegado el siglo XV, los musulmanes introdujeron el café a Persia, Egipto y Turquía, en este último país se abrió la primera cafetería de la que se tiene conocimiento, en el año 1475. El café fue llevado a Europa en el año 1600 aproximadamente, siendo uno de los productos que comerciaban los mercaderes venecianos, extendiéndose por el resto de Europa en los siguientes 50 años. Como en otras partes del mundo, el café no fue tan bien recibido por los europeos en sus primeras impresiones, principalmente por los países del norte, algunos sacerdotes católicos lo denominaron como una bebida amarga de Satanás, en teoría porque lo miraban como un brebaje que vendría a reemplazar el vino. A diferencia del norte, los países europeos del Sur y oeste recibieron el café con mejores ojos. En 1650, Inglaterra importaba y consumía café, las cafeterías comenzaban a ser algo más común en las calles de Oxford y Londres. Las cafeterías comenzaban a ser vistas como cunas de ideas liberales, puesto que estas servían de lugares de acopio principalmente de filósofos, los cuales aprovechaban las circunstancias para distribuir panfletos. Llegados a 1689, el café cruzó el atlántico, pisando tierras americanas con la primera cafetería en Boston E.U.A. [1]. Los primeros cultivos en América fueron realizados por los holandeses, entre los años 1714 y 1718 se comenzaron plantaciones de café en la Guayana Holandesa, hoy día Surinam. Francia no se quedó atrás con los cultivos de café, sembrando sus propias plantaciones en la Guayana Francesa en 1719 [2].

2.2. LLEGADA DEL CAFÉ A HONDURAS

Después de la llegada del café al continente americano, como era de esperarse, éste se introdujo en Centroamérica; llegando primero a El Salvador en el año de 1740, luego el cultivo se extiende a Guatemala entre los años 1750 y 1760 y finalmente alcanzando a llegar a Honduras en los años cercanos a 1800, aunque no existen datos concretos del año exacto en que el cultivo de café llegó a tierras hondureñas ni los responsables de ello. Se considera al expresidente Dr. Marco Aurelio Soto como el principal precursor del cultivo de café; contando solo con un año como mandatario al frente del gobierno, el 29 de abril de 1887 emitió un decreto legislativo con el fin de promover la agricultura a nivel nacional, centrándose primordialmente en el cultivo de café, caña de azúcar y cacao. Cabe destacar que el primer gobernante que se interesó y promovió el cultivo de café fue el expresidente Coronado Chávez, quien el 19 de febrero de 1849 emitió un decreto legislativo en el que se exentaba de impuestos la producción de café por término de diez años. Sin embargo, el principal desarrollo de la producción de café no comenzó sino hasta 1960 [2], obteniendo un fuerte impulso en los años venideros y convirtiendo hoy día a Honduras en el séptimo mayor productor mundial de café [3].

2.3. RELEVANCIA ECONÓMICA DEL CAFÉ EN HONDURAS

El café en Honduras es uno de los motores económicos del país, considerando que es un país en vías de desarrollo cuya economía se ve fuertemente afectada por el sector agrícola. Para la cosecha 2015 – 2016, el café generó un aporte del 4% al PIB Nacional y un 38% al PIB agrícola. Se tuvo una producción nacional de 7.2 millones de sacos de 46 kg, de los que se exportaron 6.7 millones de sacos de 46 kg generándose más de US\$842 millones en generación de divisas. Con esto Honduras consigue ocupar el puesto de primer productor de Centroamérica, tercero en América y sexto a nivel mundial. En Honduras, 15 de los 18 departamentos que conforman el país son productores de café, siendo este el principal producto agrícola de exportación [4].

A pesar de que geográficamente Honduras es un país pequeño, con apenas 112,492 km² de extensión territorial, cuenta con 270,000 hectáreas que se encuentran cultivadas con café. Para la cosecha 2015-2016 fue el séptimo productor a nivel mundial, lo que se puede observar en la tabla 1.

Producción de Café a nivel mundial					
Sacos de 46 kg ¹					
Orden	País - Origen	2014/15	2015/2016	% Dif.	% Partic. 2015/16
1	Brasil	66,673	63,160	-5.3%	33%
2	Vietnam	34,565	35,870	3.8%	19%
3	Colombia	17,391	18,273	5.1%	9%
4	Indonesia	12,959	15,033	16.0%	8%
5	Etiopía	8,642	8,739	1.1%	5%
6	India	7,109	7,609	7.0%	4%
7	Honduras	7,044	7,043	0.0%	4%
8	Uganda	4,884	5,217	6.8%	3%
9	Guatemala	4,317	4,435	2.7%	2%
10	Perú	3,760	4,306	14.5%	2%
11	México	4,684	3,652	-22.0%	2%
12	Nicaragua	2,475	2,739	10.7%	1%
13	Costa de Marfil	2,283	2,478	8.6%	1%
14	Costa Rica	1,836	1,946	6.0%	1%
15	Tanzania	949	1,142	20.3%	1%
	---	179,571	181,642	1.20%	1%
	Otros	11,709	11,394	-2.70%	6%
	Total	191,280	193,036	0.90%	100%

Tabla 1. Producción de café a nivel mundial (en sacos de 46 kg). [4]

En lo que respecta a las exportaciones de café, para la cosecha 2015-2016 el total fue de 145.9 millones de sacos de 46 kg. Lo que ubicó a Honduras en el sexto puesto de exportadores de café a nivel mundial.

¹ La referencia de sacos de 46 kg es debido a la capacidad del embalaje usado a nivel mundial para la comercialización del grano de café.

Exportaciones de café a nivel mundial						
Sacos de 46 kg						
No.	Países	2014/15	2015/2016	Dif.	% Var	% Part 15-16
1	Brasil	47,551	44,356	-3196	-6.7%	30.0%
2	Vietnam	27,775	29,902	2127	7.7%	20.0%
3	Colombia	16,019	16,081	63	0.4%	11.0%
4	Indonesia	10,594	7,983	-2611	-24.6%	5.0%
5	India	6,672	7,645	973	14.6%	5.0%
6	Honduras	6,548	6,704	157	2.4%	5.0%
7	Perú	3,217	4,597	1380	42.9%	3.0%
8	Uganda	4,507	4,325	-181	-4.0%	3.0%
9	Etiopía	3,746	4,012	266	-7.1%	3.0%
10	Guatemala	3,815	3,952	137	3.6%	3.0%
11	México	3,206	2,884	-322	-10.0%	2.0%
12	Nicaragua	2,361	2,510	149	6.3%	2.0%
13	Costa de Marfil	1,876	2,027	151	8.1%	1.0%
14	Costa Rica	1,493	1,297	-197	-13.2%	1.0%
15	Papúa Nueva Guinea	947	1,199	252	26.6%	1.0%
Sub-Total		140,326	139,473	-853	-0.6%	96.0%
Otros		6,600	6,393	-207	-3.1%	4.0%
Total		146,926	145,865	-1060	-0.7%	100.0%

Tabla 2. Exportaciones de café a nivel mundial (en sacos de 46 kg). [4]

El café hoy en día es una de las bebidas más consumidas a nivel mundial, y la tendencia de incremento en su consumo es constante. En la cosecha 2015-2016 la demanda no pudo ser cubierta con la producción que se tuvo, registrándose un déficit de 4.3 millones de sacos de 46 kg. El balance de oferta y demanda puede apreciarse en la tabla 3.

Balance de Producción y Consumo Mundial				
Sacos de 46 kg				
Cosecha	Datos del Mercado Mundial		Balance	
	Producción	Consumo	Excedente	Déficit
2012/13	196,771	189,609	7,162	-
2013/14	198,397	191,761	6,636	-
2014/15	191,280	194,863	-	3,583
2015/16	193,036	197,352	-	4,315

Tabla 3. Balance de Producción y Consumo de café a nivel mundial. [4]

2.4. ZONAS PRODUCTIVAS DE CAFÉ EN HONDURAS

Honduras se encuentra distribuida geográficamente en 18 departamentos como se puede ver en la figura 1, cada uno con una ciudad principal conocida como cabecera departamental, y un total de 298 municipios entre todos ellos; de estos, se produce café en 210 municipios en 15 de los 18 departamentos. En su gran mayoría las zonas productivas son montañosas.

La producción de café se encuentra distribuida a su vez por regiones, cada una presentando variantes en sus características de sabor y calidad. Esto se debe principalmente a que cuentan con condiciones climáticas y altitudes diferentes entre sí, por lo que los microclimas cambian de zona a zona, generando variantes. Estas regiones se pueden ver en la figura 2.



Figura 1. Mapa de distribución política de Honduras. [5]



Figura 2. Mapa de regiones cafetaleras en Honduras. [6]

Los principales departamentos productores de café son Comayagua, Copán, El Paraíso, Lempira y Santa Bárbara. Estos mantienen un incremento constante en la producción. La cosecha 2015-2016 es un ejemplo de este crecimiento constante, contrastado con la de la cosecha anterior 2014-2015.

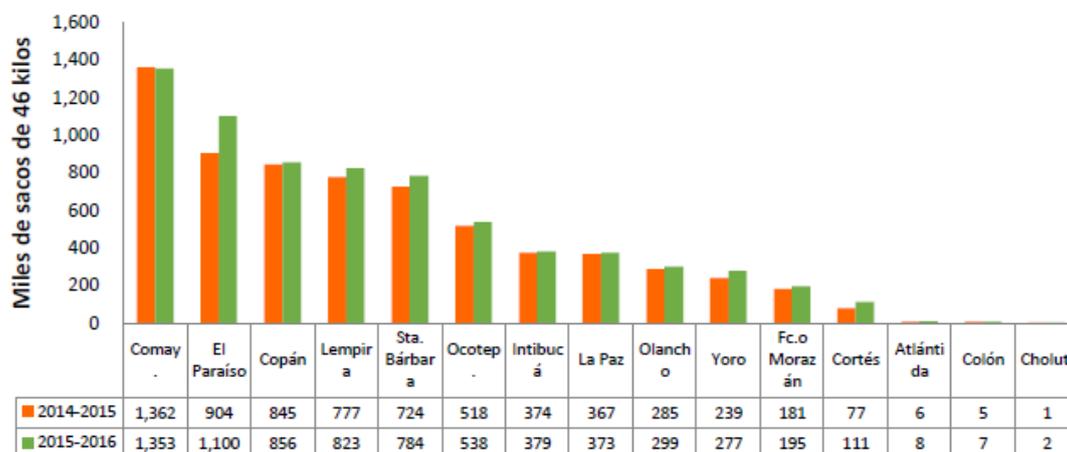


Figura 3. Comparativa producción por departamento cosechas 2014-2015 / 2015-2016. [4]

2.5. CICLO PRODUCTIVO DEL CAFÉ

El proceso productivo del café comienza con la siembra del grano, utilizando semilla seleccionada minuciosamente para esta tarea. La semilla es seleccionada bajo criterios físicos, buscando que esta tenga un tamaño aceptable, que no presente daños ni coloraciones anormales. Se comienza con bancos de siembra conocidos como semilleros, en los que la semilla germina y crece hasta un tamaño

de aproximadamente 10 cm. Una vez la planta alcanza este tamaño es trasplantada hacia una bolsa de siembra, en donde pasará los siguientes seis meses creciendo y nutriéndose adecuadamente para luego ser trasplantada nuevamente, esta vez a su destino final, el suelo. En el caso de la variedad Arábica, pasados tres años desde que la planta de café fue sembrada en el suelo se produce la primera cosecha de café. Esta cosecha es muy pequeña debido a que la planta aún es muy joven, llegado el cuarto año, la cosecha de café se encuentra ya en su máxima producción.

La cosecha de café se da por cuatro meses aproximadamente, dependiendo la altura a la que se encuentren sembradas las plantas cambiarán los meses en que se realizará la cosecha, así como también de la latitud en la que se encuentre. De manera general, para el hemisferio norte, la cosecha se dará en los meses de septiembre a marzo, y para el hemisferio sur la cosecha se da entre abril y mayo [6]. Terminada la cosecha el resto del año se utiliza para acondicionar el cultivo de café.

Durante la cosecha, se comienza cortando la cereza de café (se conoce como cereza al grano de café que aún se encuentra en forma de fruta). Actualmente se utiliza comúnmente dos métodos de recolección conocidos como picking y stripping. El primero consiste en la recolección manual de las cerezas maduras, las cuales tienen un color rojo intenso; las cerezas de café se cortan una por una, y debido a que la maduración de todas las cerezas no es simultánea en el palo de café, es necesario realizar la recolección varias veces mientras se maduran el resto de cerezas. Este procedimiento asegura una mayor calidad del producto, puesto que las cerezas verdes o fermentadas son descartadas desde la recolección. Por su parte el stripping es un proceso que se realiza tanto manual como mecanizado, en el que se retiran todos los granos de la planta de una sola vez, y se realiza cuando la mayoría se encuentran maduras. Teniendo la desventaja que luego de cortados los granos deben ir a otro proceso de selección para separar los granos fermentados o verdes, así como también las impurezas [7].

Una vez se han recolectado las cerezas de café se continúa con el siguiente paso, la extracción del grano. Entre los procesos más habituales se encuentra el procesamiento húmedo, mismo que es preferido cuando el café es recolectado mediante el picking puesto que la calidad no se ve afectada. En este proceso una máquina pela los granos y estos después se dejan reposar por varias horas con la finalidad de que el mucílago se fermente y se facilite la remoción del mismo utilizando agua. Una vez el grano se encuentre libre de mucílago continúa al proceso de secado, ya sea al sol extendiéndolo en una superficie plana o mediante secadoras mecánicas.

Otro procedimiento utilizado es el seco, del cual se obtiene un café menos homogéneo. El café recién cortado se extiende al sol en una superficie plana por varias semanas, para luego remover la piel del grano utilizando una máquina [8].

Encontrándose seco el café, se finaliza retirando una delgada cascara que recubre el grano mediante acción mecánica, esta cascara es conocida como casulla de café. Finalmente, el grano se encuentra listo para ser tostado o exportado como materia prima.

CAPÍTULO 3. PROCESADORAS Y COOPERATIVAS DE CAFÉ EN HONDURAS

El café es una de las bases de la economía hondureña, más de 100,000 familias se ven beneficiadas, directa e indirectamente por el café, lo que implica más de un millón de trabajos. Los ingresos que genera representan cerca del 38% del PIB agrícola [6], lo que fácilmente indica la relevancia económica y social que tiene para el país. La producción de café en Honduras está distribuida mayoritariamente en pequeños productores, los cuales venden su café en su gran mayoría a intermediarios, los que a su vez lo venden a empresas exportadoras y empresas locales para consumo interno. Los intermediarios pueden clasificarse en pequeños, medianos y grandes, habiendo miles de intermediarios a nivel nacional. Los Intermediarios medianos y grandes cuentan con procesadoras de café, y algunos intermediarios exportan su café directamente sin intervención de una empresa exportadora grande. Otra parte de productores vende su café a cooperativas cafetaleras, que, a diferencia de los intermediarios, tienen más fines sociales que comerciales; el proceso productivo es el mismo, su diferencia, como se acaba de mencionar, es social. Las cooperativas de café son formadas por los mismos productores consiguiendo en algunos casos mejores precios que los obtenidos con los intermediarios. Las cooperativas de café no solo compran el café a los productores, sino que también los capacitan en mejores prácticas agrícolas y comerciales y brindan apoyo técnico para obtener certificaciones internacionales; estas son importantes a nivel de país, puesto que agregan valor al producto haciendo que el país sea más competitivo en calidad y abriendo espacio en mercados que cuentan con mayor responsabilidad social en los productos que importan; tomándose como ejemplo el certificado “fair trade” (comercio justo en inglés) que asegura un precio justo desde la base productiva (cortadores de café). Los productores al obtener estas certificaciones consiguen pisos de precios en la producción, además de reducir el impacto ambiental de sus cultivos al mejorar sus prácticas agrícolas y eliminar el uso de ciertos químicos de alto impacto ambiental como ser los paraquat (químico base de muchos herbicidas de contacto). Otra característica de las cooperativas de café es la inclusión de las mujeres en el sector productivo, incentivando cada vez más a que las mujeres se sumen a este rubro que tradicionalmente ha sido gobernado solo por hombres. Las cooperativas de café tienen un impacto no solo en la producción de café, sino también en la calidad de vida de las personas de la comunidad en las que estas se encuentran, muchas de estas cooperativas consiguen la financiación de escuelas y proyectos de educación.

3.1. ROL DE LAS COOPERATIVAS DE CAFÉ EN HONDURAS

Como se mencionó anteriormente, las cooperativas de café se diferencian de los intermediarios por fines sociales. Un intermediario de café es una empresa privada que se dedica a la comercialización de café con poco valor agregado, el intermediario compra café en grano y lo seca de un 43% - 50% a un 12% - 14%, para luego vender el café seco a una empresa exportadora (esto en el caso de los pequeños y medianos intermediarios) o exportarlo directamente (en el caso de los grandes intermediarios). Una

cooperativa de café realiza prácticamente el mismo proceso que el de la empresa intermediaria, pero, a diferencia de esta, la cooperativa de café no es propiedad de una persona, sino una sociedad de productores que se organizan en forma de directiva. El proceso de comercialización de café en Honduras puede apreciarse mejor en la figura 4.

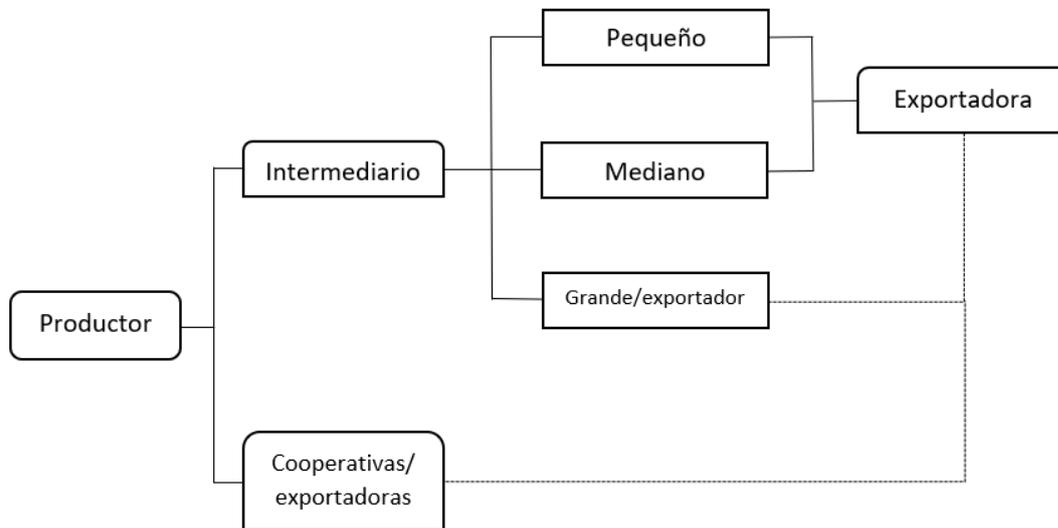


Figura 4. Proceso de comercialización del café en Honduras. [Fuente propia]

Las cooperativas de café aportan desarrollo a las comunidades en las que se encuentran mejorando la calidad de vida de los productores asociados a las mismas. También ayudan a conseguir precios más justos haciendo uso de certificados de calidad reconocidos internacionalmente, capacitan a los productores en mejores prácticas de cultivo, reduciendo el impacto ambiental de sus procesos de cosecha y dando un mejor manejo a los residuos y productos químicos utilizados en el cultivo. Estas también exigen a sus productores la eliminación del trabajo infantil en el proceso productivo, fomentan la inclusión de las mujeres en el sector, exigen un control forestal para la no deforestación de las zonas caficultoras, prohíben la caza dentro de las fincas de café y el uso de ciertos químicos de alto impacto ambiental. Todo lo anterior, es requisito para la mayoría de los certificados de calidad, los que aseguran un precio justo, o más alto, para los productores de café. Por todo lo anterior, puede apreciarse la alta relevancia que tiene para el país las cooperativas de café.

3.2. DISTRIBUCIÓN DE LAS PROCESADORAS DE CAFÉ EN HONDURAS.

Como se mencionó anteriormente una de las principales fuentes de ingreso de Honduras es el café, se produce café en casi todo el país, habiendo una considerable cantidad de procesadoras de café en Honduras. Sin embargo, a pesar de que se produzca café en casi todo el país, es en 9 departamentos que se concentran los cultivos de café. En estos existen muchas procesadoras de café en las que el sistema propuesto en este trabajo puede ser replicado. La tabla 4 muestra la cantidad de procesadoras de café activas para la cosecha 2017-2018 en los departamentos más importantes, siendo un total de 627 procesadoras.

Departamento	Procesadoras de café
Santa Barbara	95
Copán	203
Yoro	19
El Paraíso	42
Comayagua	109
La Paz	78
Olancho	33
Cortes	28
Francisco Morazán	20

Tabla 4. Distribución de procesadoras de café cosecha 2017-2018. [9]

3.3. SUBSECTOR ELÉCTRICO EN HONDURAS

3.3.1. Empresa nacional de energía eléctrica y nacimiento del subsector eléctrico en Honduras

Honduras comienza su historia del subsector eléctrico con la creación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en 1957, mediante decreto Ley No. 48 de la Junta Militar de gobierno, con la facultad de hacer estudios, operar y administrar todo proyecto de electrificación perteneciente al estado. Con esta se crean el Sistema Nacional Interconectado, que cubre desde el litoral atlántico hasta el centro sur, y las plantas aisladas que cubren Islas de la Bahía, Amapala y Valle [9]. El sector energético del país, debido a su mayoritaria población rural y limitado desarrollo, depende en un inicio de los biocombustibles (principalmente leña), crudo importado y derivados del petróleo.

A nivel del subsector eléctrico era la generación hidráulica la que predominaba; esta alcanzaba, en el periodo entre 1971 y 1974, un 72% de la energía eléctrica total consumida, mientras que los hidrocarburos apenas el 28% restante. El subsector eléctrico, a su vez, representó apenas cerca de un 2% del consumo energético total, mientras que los biocombustibles llegaban al 62% principalmente debido al bajo desarrollo de la nación en esa época.

El subsector eléctrico del país sufre una transformación a partir de la construcción y puesta en marcha de La Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán en el año 1985, convirtiéndose, con 300 MW de potencia instalada, en la más grande generadora del país; título que mantiene hasta el momento. Con ésta, la matriz eléctrica del país se inclinaba completamente por la generación renovable. Para los años entre 1984 y 1987, la generación hidráulica suministraba un 91 por ciento de toda la energía eléctrica del país [10].

En 1994 se dio una crisis que obligó a la ENEE a realizar racionamientos energéticos que afectaron al país durante 10 meses. Se reforma entonces, el subsector, y se crea la Ley Marco del Subsector Eléctrico, aprobada el 4 de noviembre de 1994. La nueva ley tiene por objetivo promover la competitividad e implementar la tercerización de servicios en las áreas de Generación, Distribución y

Transmisión. Se crean con ella la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el Gabinete Energético. La primera encargada de aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen el subsector eléctrico y de regular los aspectos técnicos y contractuales con empresas públicas y privadas, principalmente, y el segundo de la dirección superior y definición y formulación de las políticas del susodicho. La conducción de la operación del sistema de transmisión permanece dirigida en su totalidad por la ENEE, por medio de su centro de despacho. Otro aspecto importante de esta ley es el régimen tarifario, pues la ley permite que el estado subsidie al cliente por consumos menores de hasta 300 kWh [11].

Con la Ley Marco del Subsector Eléctrico aprobada se establece el marco jurídico para la tercerización de las empresas generadoras, de distribución y transmisión. Esto impulsó la formación de generadoras privadas, teniendo, dentro de estas, una acelerada expansión las centrales termoeléctricas. Para los años 1999–2002 toda la matriz energética del país se invirtió, en esto, la electrificación rural y la urbanización del país jugaron un papel predominante. Los biocombustibles dejaron de ser la principal fuente energética y tomaron la delantera los hidrocarburos, la energía eléctrica representaba cerca de un 9 por ciento del total del consumo energético del país. El subsector eléctrico, por su parte, con un total de 3,766 GWh/año, se conformaba de un 53% de hidrogenación y un 47% en base a combustibles líquidos.

Para el periodo 2005-2008 la matriz eléctrica del país se encontraba compuesta principalmente por plantas termoeléctricas, llegando estas a proporcionar un 63% de la energía eléctrica consumida, las plantas hidroeléctricas un 34% y los biocombustibles un 3% del consumo total, que para esa época se ubicaba ya en 6,104.75 GWh/año [10].

3.3.2. Honduras y las energías renovables

Desde hace algunas décadas el cambio climático se convirtió en un tema de interés político, y a la fecha, se ha tornado en uno de los problemas torales a combatirse por la humanidad. En el año 2015, en la Conferencia de la ONU de Cambio Climático (COP21) en París, 195 países decidieron integrarse a la lucha por coartar el calentamiento global a menos de dos grados Celsius, tomando la mayoría de estos el compromiso de escalar las fuentes renovables y la eficiencia energética. Honduras por su parte también se ha sumado a esta tarea.

La figura 5 muestra el mix de generación eléctrica nivel mundial al año 2015, en donde solo un 23.7% de la energía generada proviene de fuentes renovables.

Estimated Renewable Energy Share of Global Electricity Production, End-2015

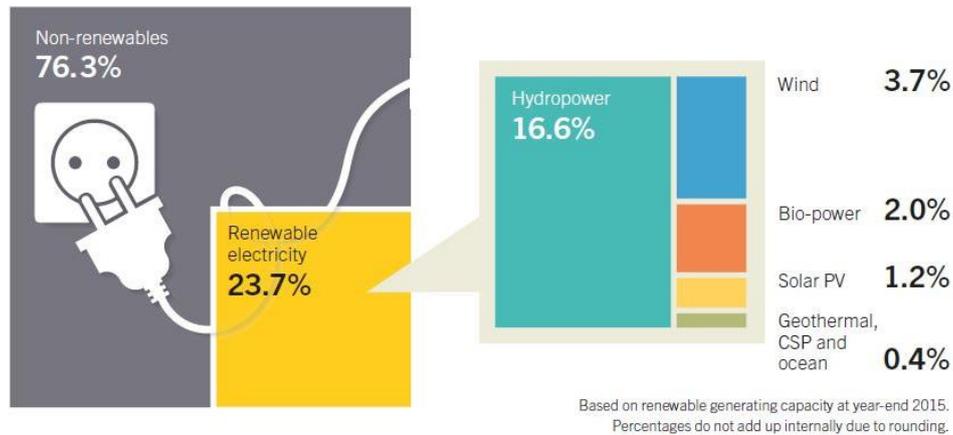


Figura 5. Mix de generación eléctrica a nivel mundial, año 2015 [12].

Alrededor del mundo las Energías Renovables No Convencionales han tenido un acelerado crecimiento en los últimos años. Sólo en el año 2015 la capacidad mundial de estas aumentó en 147 GW, representando el más grande incremento anual en la historia; de estos, el 77% es debido al crecimiento de energía eólica y solar fotovoltaica [12]. Específicamente, la energía solar fotovoltaica tuvo un aumento a nivel global de 50 GW. De esta, un 1% fue aportado por Honduras, situándose, incluso, al lado de grandes potencias mundiales como Taiwán, Países Bajos y Canadá. La figura 6 muestra el crecimiento que ha ido teniendo a lo largo de los años la potencia instalada de energía solar en el mundo.

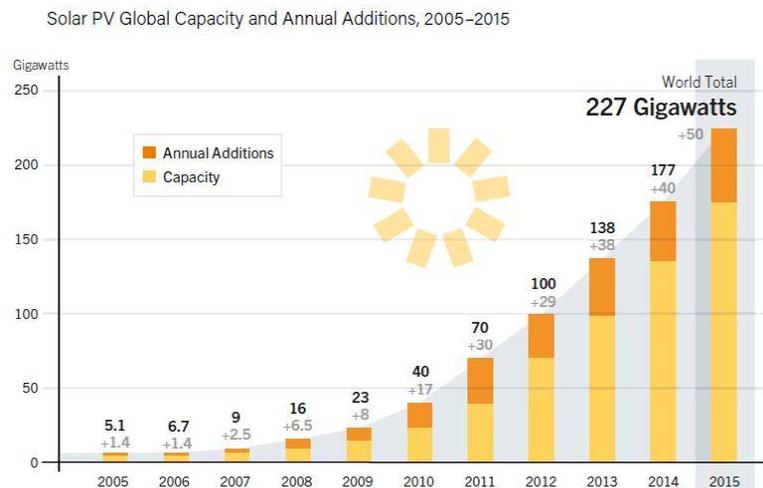


Figura 6. Evolución de capacidad de energía solar fotovoltaica instalada en el mundo [12].

Solar PV Capacity Additions, Shares of Top 15 Countries and Rest of World, 2015

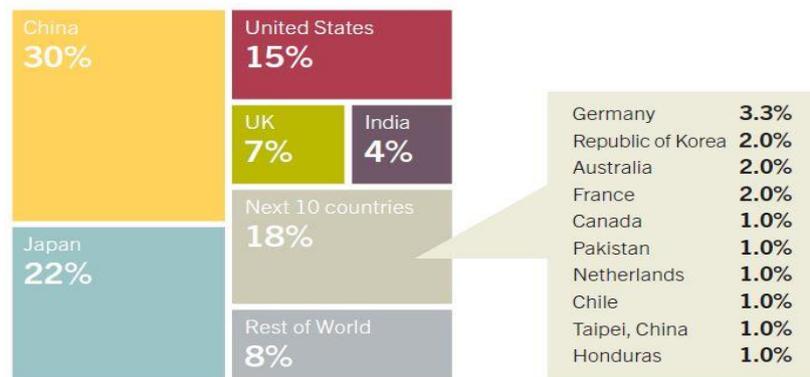


Figura 7. Adiciones en capacidad de energía solar fotovoltaica en el año 2015 [12].

En países de la región se ha visto igualmente un desarrollo acelerado de estas tecnologías, alcanzando muy elevadas proporciones de fuentes renovables en el mix de generación; con grandes punteros como Costa Rica, quien ha alcanzado generaciones de 98.2% con fuentes renovables [13].

Honduras, sin embargo, aunque no tan cerca de estos valores, ha, definitivamente, demostrado un avance significativo. Con el pronunciado crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país, se ha hecho necesaria la expansión del sistema eléctrico nacional. Si bien en los primeros años de este siglo la expansión ha sido principalmente con base en combustibles líquidos, a partir de la última década han sido las energías renovables quienes han tomado el protagonismo.

En el año 2010 se planifica en los objetivos estratégicos de “Visión de País 2010-2038 y Plan de Nación 2010-2022” una notable expansión de la integración de energías de fuentes renovables. En los susodichos, se plantea que el mix de generación se vea compuesto por fuentes renovables en las siguientes proporciones: 60% en 2022 y 80% en 2038 [14]. Sin embargo, Honduras había alcanzado el primer objetivo apenas en el año 2013, mostrando su compromiso con la lucha contra el cambio climático y la escala de fuentes renovables en la generación de energía eléctrica.

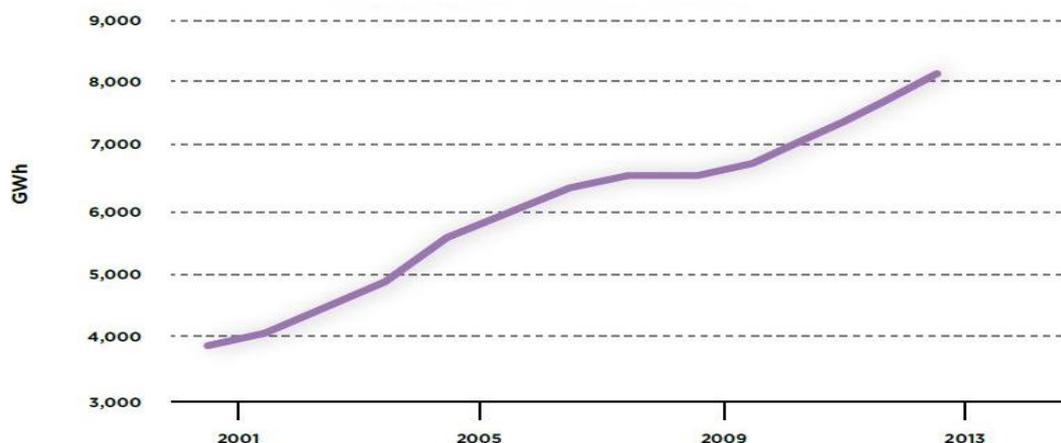


Figura 8. Evolución del consumo eléctrico en Honduras [10].

Capacidad instalada	2000	2005	2009	2013
Termoeléctrico	52	66	64	63
Total Renovable	48	34	36	37
Hidroeléctrico	47	30	31	31
No Hidroeléctrico	1	4	5	6
Total	100	100	100	100

Tabla 5. Evolución en mix de generación eléctrica en Honduras (porcentual) [10].

En el año 2013 se impulsa una expansión acelerada de las energías renovables que, no obstante, y como se explicará más adelante, ha traído consigo fuertes impactos al Sistema Interconectado Nacional e indirectamente al costo de la energía eléctrica. Para comprender esto debe tomarse en primer lugar el marco legal de la nación en cuanto a la generación de energía eléctrica y la generación con fuentes renovables, mismas que se ven constituidos principalmente por la Ley General de la Industria Eléctrica y por la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, respectivamente.

La Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, modificada en el año 2007, tiene por finalidad promover la inversión pública y privada en proyectos de generación eléctrica con recursos renovables. Dentro de sus principales medidas exonera a toda empresa del impuesto sobre la venta y aranceles de importación para equipos, materiales y servicios destinados o relacionados con la construcción, instalación y desarrollo de la planta generadora. Durante los primeros 15 años de operación, las empresas generadoras con base en recursos renovables tendrán un incentivo del 10% sobre el precio base del kWh. Además, obliga a la ENEE a establecer contratos con ellas siempre que se encuentre dentro de los requerimientos de generación considerados en el plan de expansión [15].

A partir del 2011 llegan los primeros proyectos de energía eólica a Honduras, con los desarrollados en Cerro de Hula, San Buenaventura, en el departamento de Francisco Morazán y el de San Marcos de Colón en el departamento de Choluteca. El parque eólico de Cerro de Hula comienza su construcción en febrero de 2011 y para el mes de septiembre de ese mismo año comienza su funcionamiento con 70 de los 102 MW de potencia instalada y ya para el mes de febrero del año 2012 concluye su construcción y comienzan a funcionar la totalidad de sus turbinas [16]. En el 2015, tras un año de construcción, comienza operaciones el parque eólico San Marcos, ubicado en el departamento de Choluteca, con una potencia instalada de 50 MW [17]. Para el año 2016 se agregaban 23 MW al parque eólico de Cerro de Hula, incrementando a 175 MW de potencia instalada en energía eólica a nivel nacional [18].

Paralelamente se impulsaba el proyecto hidroeléctrico *Patuca III* que produciría 104 MW. Ubicado en la zona oriental de Honduras en el departamento de Olancho, el proyecto, segundo más grande en su tipo después de la construcción de la Represa Francisco Morazán, comienza su construcción en el año 2011 con la instalación de los campamentos y derivación del cauce del río y ya en el 2015 se inicia la

fase de construcción de la cortina de la represa, planificando, para el año 2018, concluir el proyecto en su totalidad y comenzar la generación [19].

Por último, y para poner en perspectiva una de las posibles causas de la gran penetración de la energía solar fotovoltaica en tan poco tiempo, tómesese el artículo 6 del Decreto No. 138-2013 referente a la Ley de Promoción de la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, que especifica que los proyectos de generación fotovoltaica tienen como incentivo especial temporal, para los proyectos que se instalen en los primeros 2 años (es decir hasta el año 2015) o hasta alcanzar un valor de 300 MW, un pago de US\$ 0.03/kWh [15].

A pesar de que en un principio se contaba con la contratación de sólo 300 MW, terminaron por contratarse 600MW de energía solar fotovoltaica de los que, para el año 2015, 394 MW se tenían ya instalados. De estos, la mayoría están emplazados en la zona sur de Honduras, en los departamentos de Choluteca y Valle, con apenas 20 MW instalados en la zona norte del país. Para el año 2016 ya se encontraban en funcionamiento un total de 13 parques con una potencia instalada de 409 MW, actualmente se siguen construyendo el resto de parques en los mismos departamentos de la zona sur del país.

Debido a que la gran mayoría de las plantas de energía renovable variable se encuentra en la zona sur de Honduras y que la mayor demanda se encuentra en la zona norte del país (zona industrial), la red encuentra problemas para equilibrar los flujos de potencia, que se dirigen de sur a norte, por el déficit de potencia reactiva [20].

Si bien la penetración de las energías renovables es necesaria y completamente positiva, no existen en Honduras normas que regulen una buena gestión de las mismas. Tómesese, por último, el artículo 9 de la misma Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, en el que se indica que: “La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), mediante su centro de despacho, obligatoriamente despachará y recibirá toda la energía que los proyectos de generación con recursos renovables nacionales produzcan y entreguen en el punto de interconexión o entrega acordado,..., dándole prioridad sobre cualquier otro tipo de generación o compra de energía...”. Este artículo estudiado de una forma técnica, se traduce en una situación potencialmente grave para el país; toda generación renovable debe ser comprada y despachada, con preferencia absoluta ante cualquier otra fuente de generación, independiente del precio o punto de conexión y dirección de los flujos de potencia.

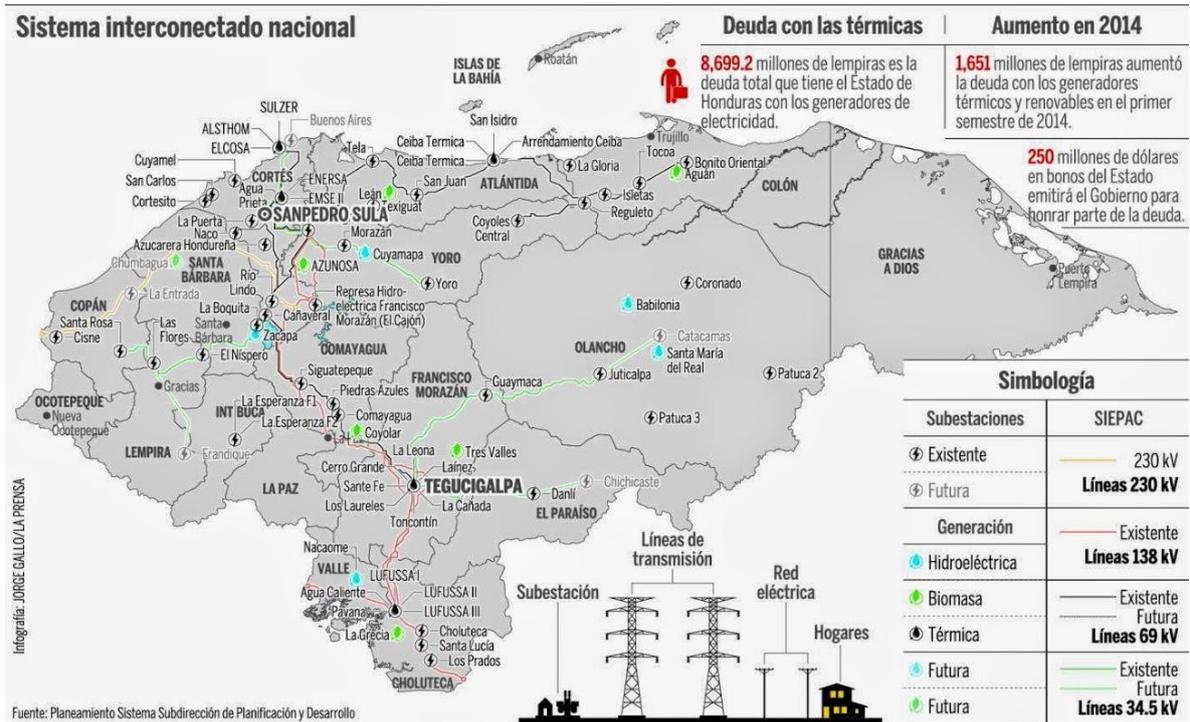


Figura 9. Mapa del Sistema Interconectado Nacional de Honduras [21].

Honduras no cuenta con una normativa o reglamento que establezca la forma de interconexión de las plantas de energía renovable variable (como si la tienen otros países) de manera que prevalezca, ante todo, el criterio técnico; y que igualmente libre de cargos al operador del sistema ante la posible desconexión o limitación de generación de las ya mencionadas. Debido a esto, la acelerada penetración de las plantas fotovoltaicas ha tenido un fuerte impacto, tanto en la red de transmisión como ya se mencionaba, como en la tarifa energética. En la tarifa se ve reflejado el precio de compra de la energía, es decir, a mayor precio de compra mayor valor del kWh para el consumidor final. Actualmente el precio de compra de la energía fotovoltaica está alrededor de 180 USD\$/MWh mientras que el resto de fuentes ronda los 80 a 100 USD/MWh, a excepción de la energía eólica que se encuentra entre 130 y 150 USD\$/MWh [22].

3.3.3. Marco legislativo del subsector eléctrico en Honduras y tarifa energética

Después de haber estado regulado por la Ley Marco del Subsector Eléctrico desde el año 1994, se aprueba, en el año 2014, la Ley General de la Industria Eléctrica. Esta tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización y la operación del sistema; así mismo, trae consigo cambios estructurales muy importantes respecto a la antigua Ley Marco; se crea la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para unificar las funciones de las anteriores Comisión Nacional de Energía Eléctrica y Gabinete Energético; con la salvedad de la gestión de las políticas públicas que es atribución de la Secretaría de Estado. La CREE tiene como funciones principales aplicar y fiscalizar las normas legislativas y reglamentarias, aplicar sanciones, asegurar la capacidad técnica del sector y definir y vigilar el régimen tarifario, entre otras. Se permite la tercerización de la operación del sistema de transmisión que hasta ese momento estaba reservado

para la ENEE a través de su Centro de Despacho. Se instaure el Ente Operador, entidad que puede ser de carácter público, privado o mixto. Se instala, también, el mercado de oportunidad; mismo que permite a las empresas generadoras que no tienen un contrato de potencia firme vender al precio marginal del mercado. Las áreas de generación, distribución y transmisión se mantienen abiertas a la tercerización [23].

3.3.4. Autoconsumo

El 18 de febrero de 2016 se vende el derecho a la operación del sistema de distribución a “Empresa Energía Honduras” con el fin de incrementar la recaudación y reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de la red [24]. A esto se suman otras medidas que fueron tomadas para incrementar los ingresos y reducir las pérdidas con el fin de sacar a la ENEE de la inminente quiebra a la que se veía dirigida. Se redujo el número de subsidiarios de 900,000 a menos de 300,000 clientes [25]. Por último, la CREE inicia una serie de aumentos trimestrales con el fin de equilibrar la tarifa del kWh a un valor que refleje el 100% del costo real. Todas estas y otras medidas tenían como fin evitar la quiebra de la ENEE y se proyectaba un cierre para el año 2016 como el que se ve en la gráfica de la figura 10.

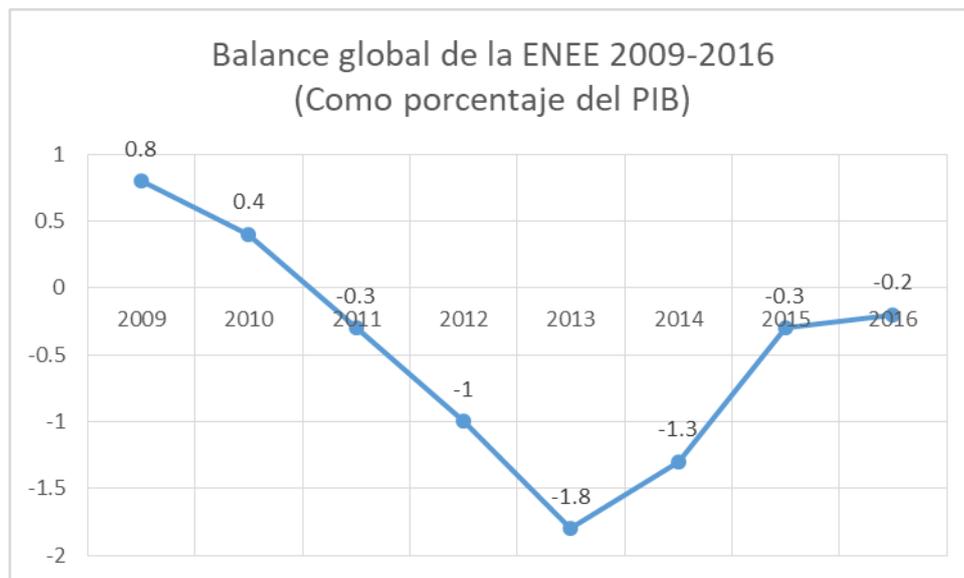


Figura 10. Balance económico global de la ENEE (como porcentaje del PIB de Honduras) [22].

Estos incrementos anuales representan un alza significativa en la tarifa eléctrica y es un factor que incrementa la viabilidad de los proyectos de autoconsumo en el país. En el 2016, el kWh en Honduras tuvo un precio promedio de 13.77 centavos de dólar, para inicios del 2018 este valor ascendió hasta los 15.6 centavos de dólar que equivalen a unos L. 3.68² [26]. Según las estimaciones del grupo ENEE el precio del kWh escalará hasta los L. 4.53 para el año 2019, representando un incremento del 23%.

² La moneda nacional de Honduras es el Lempira (L.).

Ingresos (L.)	2016	2017	2018	2019
kWh	6,240,222,143.48	6,613,267,922.35	7,037,300,999.14	7,842,035,827.61
Precio de venta	3.24	3.85	4.31	4.53
Ingreso facturado (incluye incremento de demanda 3.5%)	20,197,623,164.79	24,729,921,073.44	28,298,200,000.00	33,302,454,400.00
Ingresos por otros servicios	964,735,619.31	979,206,653.60	988,998,720.14	998,888,707.34
Ajuste por Tarifa		0.00	1,434,335,422.26	
kWh por reducción de pérdidas				
Reducción de pérdidas (programa con EEH)		750,000,000.00	600,000,000.00	600,000,000.00
Mejora reducción de pérdidas		0.00	0.00	0.00
Total	21,162,358,784.10	26,459,127,727.04	31,321,534,142.40	34,901,343,107.34

Tabla 6. Estimaciones precio (L.)³ de la energía 2016-2019 [22].

3.3.5. Estado actual del sistema eléctrico en Honduras

3.3.5.1. Área de transmisión

La red de transmisión eléctrica de Honduras está compuesta por subestaciones y líneas de alta tensión de 69, 138 y 230 kV; con unos 2,300 km y operada únicamente por la ENEE [27]. En general, la red de transmisión tiene una topología principalmente radial, siendo los dos principales focos Tegucigalpa, capital de Honduras, y San Pedro Sula, principal zona industrial del país; en las zonas aledañas a éstas dos ciudades se encuentran las principales subestaciones eléctricas de la nación. En general, la red de transmisión del país está en déficit de acuerdo a las demandas actuales con una necesidad de inversión de unos US\$ 90 millones según los estudios de la ENEE. Los trabajos de actualización en la red de transmisión se planteaban ya en el Plan Estratégico del grupo ENEE 2016-2020 con una inversión de US\$ 5 millones para el año 2017 dirigida a la compensación de reactivo; y para los años 2018-2020 se planea una inversión de aproximadamente US\$ 237 millones orientados a la ampliación y construcción de líneas y subestaciones [22].

Honduras se encuentra interconectada con todos los países centroamericanos por medio del Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC). El SIEPAC nace con la firma del *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*, suscrito en 1996 con el fin de establecer un *Mercado Eléctrico Regional* que permitiera las transacciones comerciales de electricidad entre los 5 países de América Central. En el 2008 México se incorpora como accionista y luego físicamente a la red en 2010 mediante la interconexión Guatemala-México, finalmente se inicia la operación del sistema el 25 de noviembre de 2010 bajo la dirección del Ente Operador Regional (EOR). El SIEPAC consta de 1,793 km de líneas de transmisión de 230 kV con previsión para un segundo circuito futuro, las que se conectan a 15 subestaciones de los países de la región mediante 28 bahías de acceso. La infraestructura inicial del SIEPAC en conjunto con los refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales permite el transporte seguro de 300 MW de energía eléctrica [28].

³ Tasa de cambio 1 USD\$= L. 24.1269 al 19 de junio de 2018.

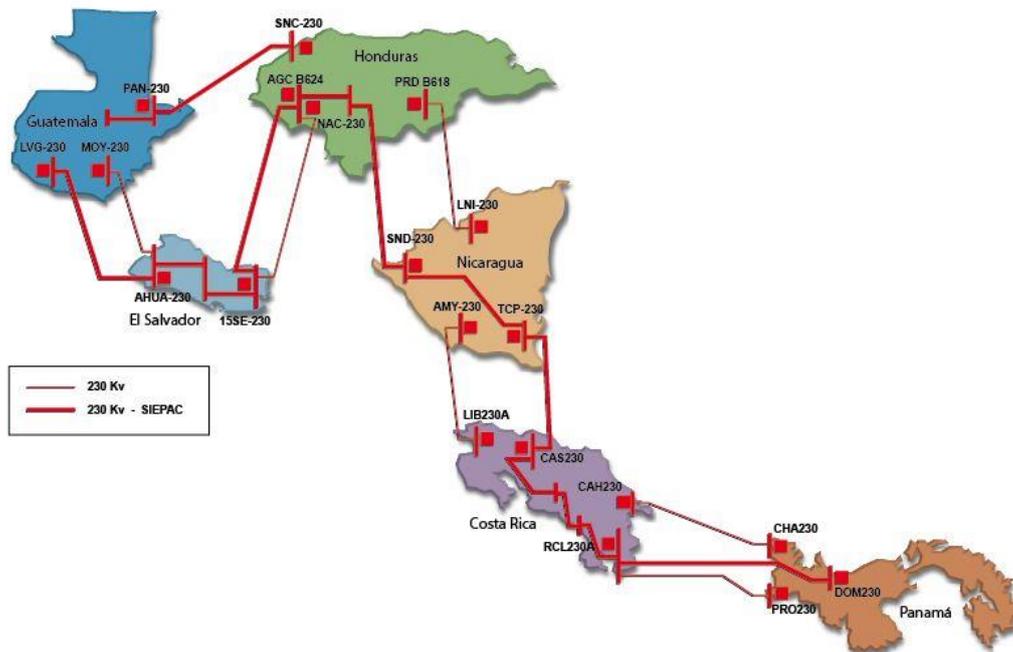


Figura 11. Red de transporte SIEPAC [29].

3.3.5.2. Área de generación

El área de generación está compuesta por un sector público y un sector privado, ambos en su totalidad comprenden una potencia instalada de 2439.3 MW (para el año 2016) dividida en 5 principales fuentes de generación: 1) térmica, 2) hidráulica, 3) fotovoltaica, 4) biomasa y 5) eólica. El sector público, propiedad de la ENEE, cuenta con dos tipos de fuentes energéticas: hidráulica y térmica. El primero de estos tiene 464.4 MW de potencia instalada de los cuales 300 MW se encuentran en la represa Francisco Morazán, en la zona central de Honduras. La energía térmica estatal consta únicamente de 64.6 MW de potencia instalada dividida en 6 pequeñas plantas. Las plantas térmicas privadas comprenden un total de 910.3 MW, consolidándose como las principales generadoras de energía eléctrica del país. La hidráulica privada alcanza los 207.9 MW de potencia instalada, y la biomasa, eólica y fotovoltaica (todas privadas) comprenden 209.8, 175 y 409 MW, respectivamente.

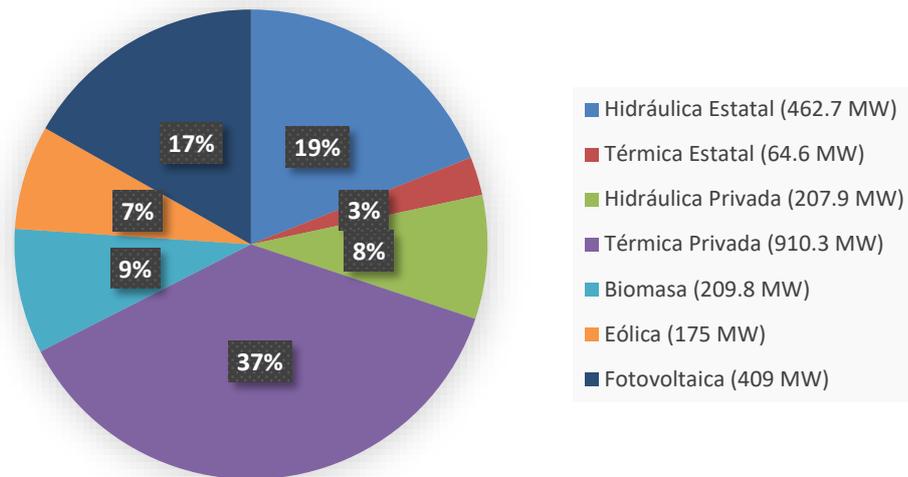


Figura 12. Potencia Instalada en Honduras 2016. Fuente: [Propia con datos INE]

Las Energías Renovables No Convencionales han tenido una amplia participación en la matriz energética del país durante los últimos años, llegando a alcanzar incluso porcentajes del 17% en la producción de energía anual.

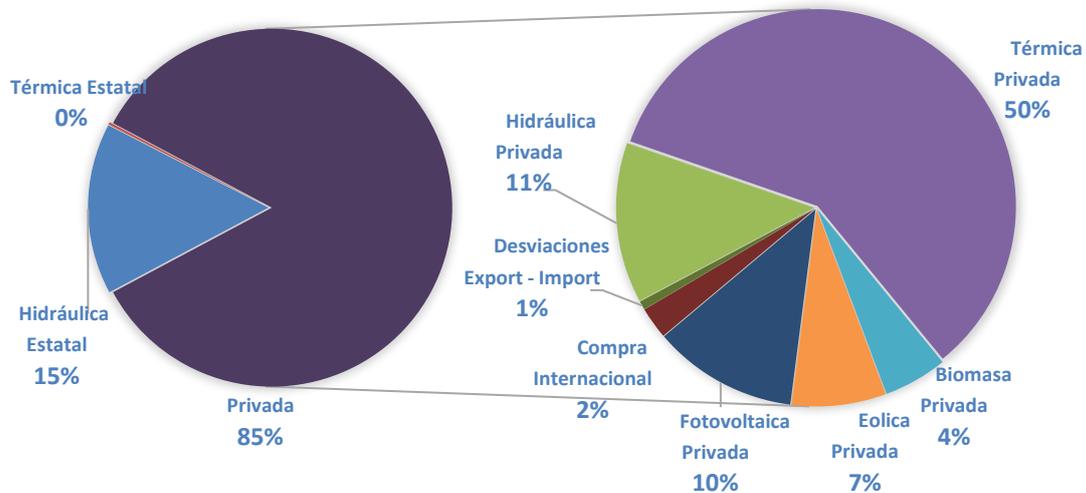


Figura 13. Generación Energética Nacional año 2016. Fuente: [Propia con datos INE]

3.3.5.3. Área de distribución

Por su parte, la red de distribución está compuesta por líneas de transporte de energía de 13.8 y 34.5 kV para zonas urbanas y rurales, respectivamente; que suministran a unos 1.62 millones de clientes, que representan una cobertura nacional de apenas un 74%. Esta carencia de cobertura afecta principalmente a las zonas rurales y agrícolas de las zonas montañosas, que son, para efectos de este

estudio los puntos de principal interés, encontrándose en estas las principales áreas productoras de café y que, por lo general, tienen deficiente o nulo acceso a la red de distribución. Además, los recortes de energía son muy comunes en las zonas del interior de país, pues son los primeros en ser desconectados ante una insuficiente generación y son los más susceptibles a fallas debido a la topografía y deficiencia de la red de transmisión y distribución, ocasionando grandes pérdidas para el sector industrial agrícola emplazado en estas zonas.

Otro problema total que enfrenta la gerencia de distribución es la pérdida de electricidad, misma que ha rondado el 30 por ciento durante los últimos años. Para esto, el grupo ENEE delega a la Empresa Energía Honduras la medición, lectura, facturación y cobro del servicio de distribución y comercialización; la operación y mantenimiento de la red de distribución y la reducción de al menos 17 puntos de pérdidas técnicas y no técnicas en un plazo de siete años. Durante este periodo el grupo ENEE prevé la ejecución de unos US\$ 358.2 millones en el área de distribución [22].

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	% total 2015
Venta de energía	(Potencia instalada en MW)						
Residencial	2,147	2,168	2,156	2,218	2,195	2,265	38.97%
Comercial	1,268	1,298	1,327	1,378	1,400	1,493	25.69%
Industrial	551	592	598	605	655	674	11.60%
Alto consumo	706	784	828	843	892	960	16.52%
Iluminación pública	125	125	125	125	125	125	2.15%
Oficial	257	268	274	283	284	295	5.08%
Total	5,054	5,235	5,308	5,452	5,552	5,812	100%
Tasa de crecimiento anual	0.40%	3.30%	1.70%	2.71%	1.80%	4.70%	
Perdida de electricidad	25%	27%	29%	31%	32%	32%	
Cobertura de electricidad (%)	74%	74%	74%	74%	74%	74%	
Clientes (miles)	1,273	1,335	1,437	1,482	1,553	1,620	
Tasa de crecimiento anual	5.20%	4.70%	7.80%	3.10%	4.80%	4.30%	

Tabla 7. Demanda de electricidad Honduras al 31 de diciembre de cada año [22].

La tabla 7 muestra la demanda de electricidad de Honduras al 31 de diciembre de cada año, observando la potencia total instalada de los diferentes consumidores a nivel nacional.

CAPÍTULO 4. RECURSOS ENERGÉTICOS

4.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es la transformación de la radiación solar en electricidad sin generación de gases de efecto invernadero o contaminación auditiva. El sol produce radiación electromagnética la cual incide sobre la tierra en forma de fotones, estos fotones son convertidos en energía eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico o fotovoltaico, este efecto se basa en la cantidad de electrones que un metal es capaz de proveer cuando incide sobre esta radiación de tipo fotónica [30].

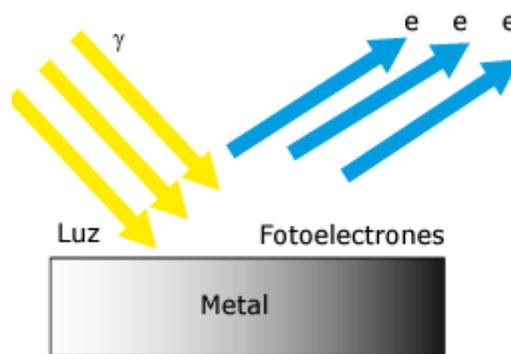


Figura 14. Efecto fotoeléctrico. [30]

El efecto fotovoltaico puede producirse en diversos materiales que se encuentren en fase sólida, líquida o gaseosa, obteniéndose la eficiencia más alta de conversión de energía en los materiales sólidos, principalmente en los semiconductores, siendo estos últimos el pilar de la industria fotovoltaica y electrónica. Cabe destacar que la obtención de la energía eléctrica producto de la conversión fotovoltaica es eficiente de realizarse en un sistema heterogéneo; dichos sistemas por definición permiten el aprovechamiento externo de la energía de manera eficiente gracias a la acción de un campo eléctrico interno. Existen varios sistemas heterogéneos, entre los que se encuentran los de estructuras p-n en semiconductores, metal-semiconductor, metal-aislante-semiconductor, semiconductor-aislante-semiconductor.

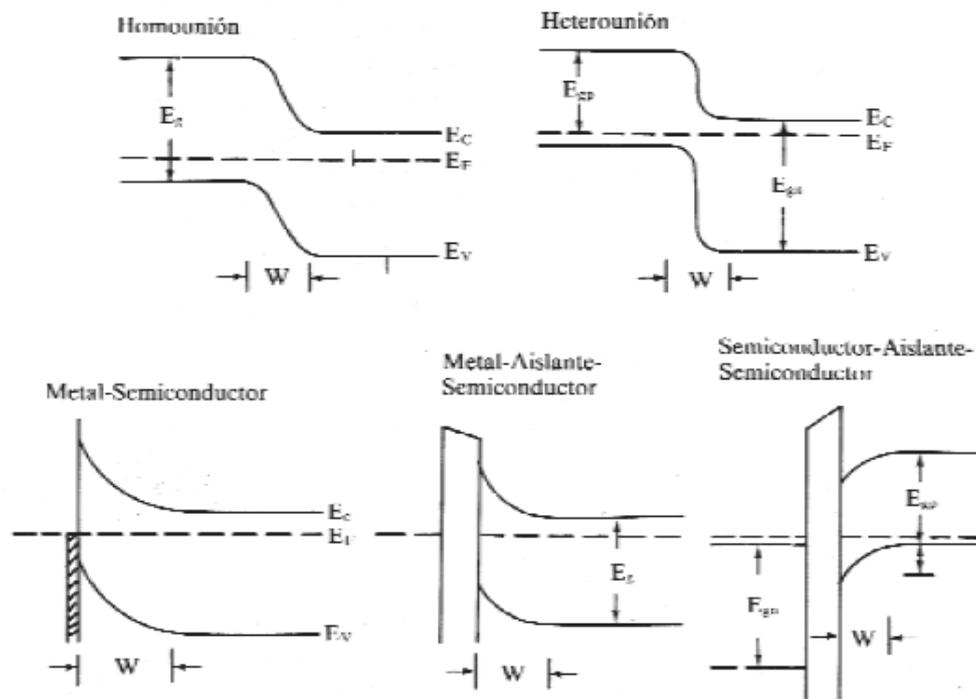


Figura 15. Diagrama de bandas de diferentes estructuras de unión con semiconductores para producir efecto fotovoltaico. [31]

4.1.1. Desarrollo de la tecnología solar

La tecnología solar, basa su historia en el descubrimiento del efecto fotovoltaico o fotoeléctrico hecho en el año 1839 y realizado por Edmond Becquerel, quien observó cómo se producía una pequeña corriente eléctrica de una reacción química inducida por luz. Transcurridos cerca de 100 años, en 1930, Lange, Schottky y Grondhal realizaron investigaciones basadas en celdas de selenio (Se) y óxido de cobre (Cu_2O) encontrando eficiencias del 2%. El continuo desarrollo de la tecnología en los años venideros y descubrimientos como el transistor por parte de Bardeen, Brattain y Shockley en 1949, dieron la base para el desarrollo de la primera celda solar fabricada con silicio cristalino en el año 1954, este gran avance se dio en los laboratorios Bell y fue realizado bajo la dirección de D.M. Chapin y colaboradores, esta primera celda solar de silicio cristalino alcanzó una eficiencia del 6%, y podría denominarse como la primera célula fotovoltaica moderna. A partir de la fecha el Silicio se convirtió en el material de referencia tanto para toda la era electrónica por venir como para las celdas fotovoltaicas, alcanzando ya para los años 60 eficiencias del 60%. [32]

4.1.2. Clasificación de las celdas solares

Como se mencionó anteriormente, existen muchos materiales que permiten el efecto fotovoltaico, empero, no todos ellos permiten una explotación industrial que avale su uso. Por lo que, basados en los sistemas heterogéneos con semiconductores mencionados por igual con anterioridad, el desarrollo

y fabricación de las celdas fotovoltaicas ha venido siendo mayoritariamente abarcado por dispositivos de unión p-n en semiconductores. Pueden clasificarse someramente en función de los materiales que componen a las celdas, las que podrían ser fabricadas de un solo material, comúnmente silicio (Si), o compuestas de varios materiales semiconductores como compuestos de cadmio y telurio (CdTe), Fosforo de Indio (InP) entre otros. Una clasificación más precisa se basa en la estructura interna de los materiales, esta sería:

- **Celda monocristalina:** la célula se encuentra construida por un único cristal. Su fabricación es lenta, y bastante costosa. Se fabrican a partir de un lingote comúnmente de silicio que luego es extruido en fase líquida para finalmente cortar las obleas o láminas.
- **Celda policristalina:** su estructura se basa en pequeños cristales, lo que reduce su costo de fabricación, aunque sacrificando eficiencia.
- **Celdas amorfas:** condicionadas por ser el silicio el único material con el que se pueden fabricar, este tipo de celda no tiene una estructura cristalina y se forma como una lámina delgada. En comparación con las celdas monocristalinas y policristalinas su costo de producción es más bajo, pero de igual manera su eficiencia es menor.

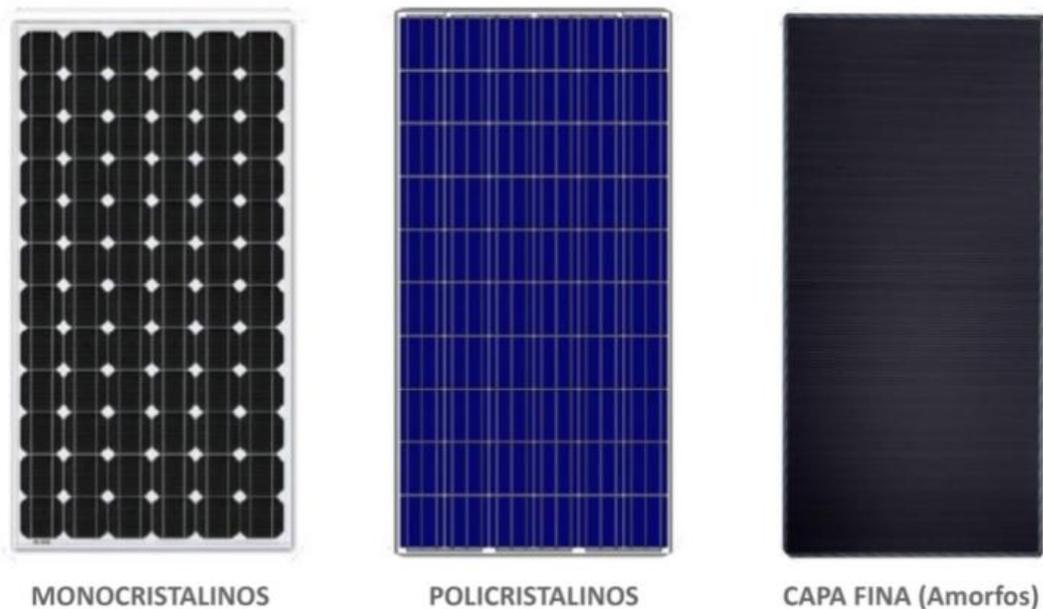


Figura 16. Tipos de celdas fotovoltaicas. [33]

4.1.3. Radiación solar

Uno de los principales aspectos a considerar en una instalación fotovoltaica es la cantidad de energía que los paneles son capaces de generar según la zona geográfica en la que se ubiquen, así como la manera en que pudiesen instalarse. Por lo que uno de los primeros planteamientos a saber es la

geometría solar. El sol, ese potente astro con energía prácticamente infinita, nos bombardea permanentemente con energía electromagnética producto de la actividad solar. El sol es una estrella que está formada mayoritariamente de hidrógeno y helio.

4.1.4. Geometría solar

Toda la energía liberada por el sol no llega a la tierra de manera uniforme en toda su geografía, esto es debido a que la tierra rota sobre su propio eje con una inclinación de 23.5° con respecto a la perpendicular de la elíptica, muy diferente a la imagen que suele venderse de que la tierra gira de manera perpendicular sobre su propio eje. Esta inclinación permite a la tierra tener diferentes estaciones a lo largo del año (invierno, primavera, verano y otoño), ya que algunas zonas reciben más o menos luz dependiendo de la posición de la tierra con respecto al sol. La cantidad de luz que reciben estas zonas va cambiando a lo largo del año conforme va avanzando la traslación de la tierra con respecto al sol, cuyo periodo de tiempo es de 365.25 días. Durante el año se producen diferentes movimientos de la tierra conocidos como equinoccios, solsticios, afelio y perihelio, caracterizando dichos movimientos a la estación del año en que se encuentre.

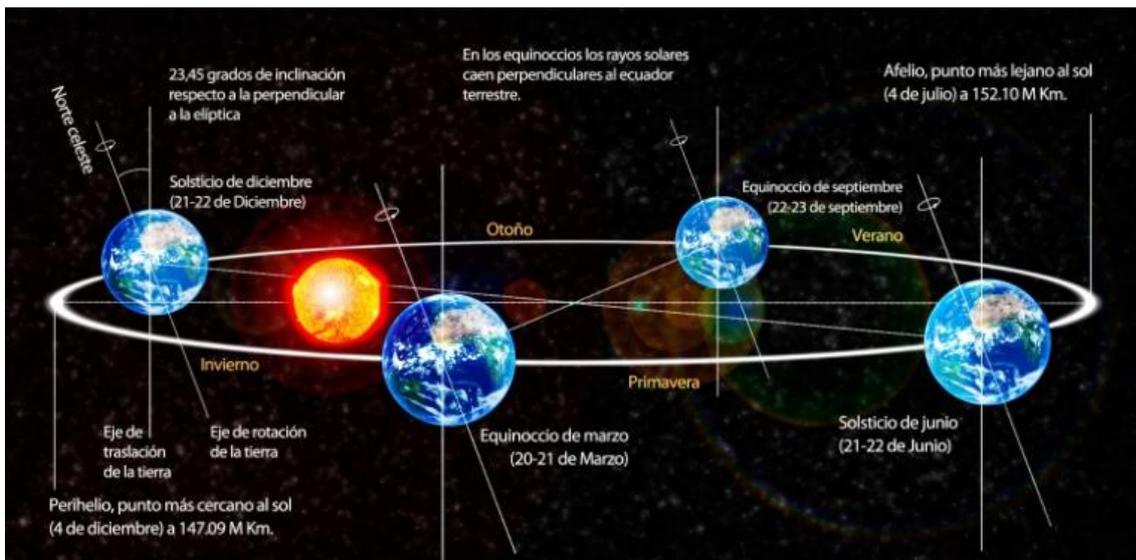


Figura 17. Movimientos de la tierra a lo largo del año. [34]

Profundizando más en los movimientos de la tierra y su relevancia para este trabajo, es considerable mencionar que los solsticios son el momento del año en el que el sol alcanza su mayor y menor altura aparente en el cielo, sucede dos veces al año, uno se produce entre el 20 – 21 de junio (solsticio de verano) y el otro entre el 21 – 22 de diciembre (solsticio de invierno), durante estos eventos en el hemisferio norte se tiene la duración máxima del día y de la noche respectivamente. Durante el solsticio de verano, en el hemisferio norte, el sol alcanza el cenit al mediodía sobre el trópico de Capricornio. El cenit es el punto más alto en la bóveda celeste con relación al observador, se encuentra a 90° con respecto a este, contrario al cenit se encuentra el nadir, diametralmente es el opuesto. Los equinoccios son los momentos del año en los que el sol se encuentra situado en el plano del ecuador

celeste, durante un equinoccio el día dura aproximadamente igual que la noche en toda la tierra, se producen entre el 20 – 21 marzo y el 22 – 23 de septiembre de cada año.

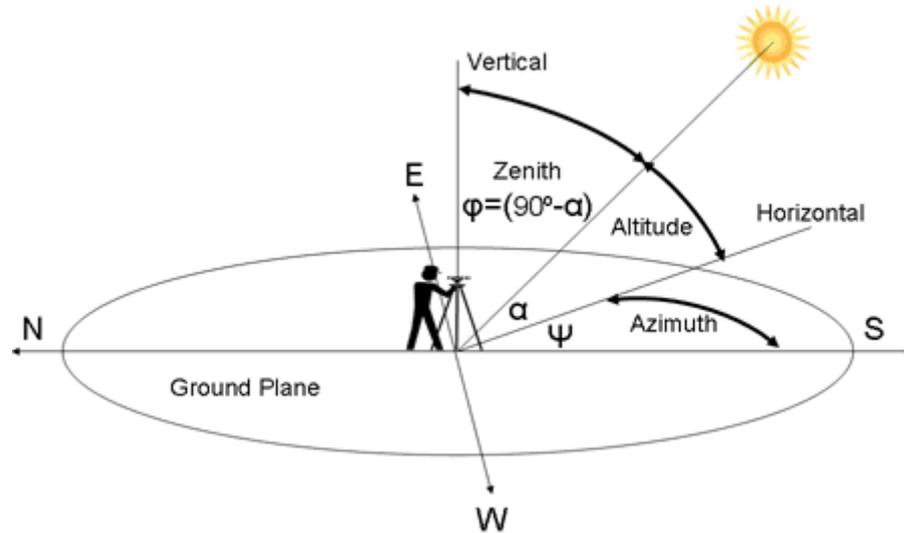


Figura 18. Altitud solar, Cenit y Azimut en el hemisferio norte. [35]

Para efectos del presente trabajo y las secciones que se explicaran adelante, es relevante definir los siguientes conceptos:

- **Latitud:** expresa la posición de distancia entre norte y sur con respecto al ecuador, valores absolutos de 0° en el ecuador y 90° en los polos.
- **Longitud:** expresa la distancia entre este y oeste con respecto al meridiano de Greenwich, usa valores absolutos de 0° en Greenwich a 180°.
- **Acimut:** es el ángulo medido sobre el horizonte celeste respecto al norte o el sur.

4.1.5. Instalación paneles solares

La instalación de los paneles solares se ve condicionada por varios factores a considerar previo a cualquier montaje con fines de producción de energía que vayan más allá de unos cuantos watts. Aspectos como la radiación solar en el emplazamiento de la instalación, el índice de claridad, que nos dice la cantidad de radiación directa y difusa en la ubicación seleccionada, las de horas de sol disponibles en el año, entre otros factores como la distancia entre paneles, la inclinación entre los mismos, son de vital importancia para cualquier instalación fotovoltaica. La radiación solar se ve condicionada por el valor máximo que llega a la atmosfera terrestre, está se conoce como constante solar (I_{sc}) y es igual a 1367 W/m² [36], de allí que la cantidad de radiación solar que pueda recibirse en los paneles será siempre inferior a ese valor y será el máximo posible en días con un cielo despejado.

Para efectos de la instalación ha de estimarse el ángulo óptimo de los paneles, dependiendo del tamaño de la instalación, así como de su latitud, pueden tenerse con seguimiento solar en grandes

instalaciones, o paneles fijos para pequeñas instalaciones, en las que el ángulo de inclinación se cambia de dos (marzo 30, septiembre 12) a cuatro veces en el año (abril 18, agosto 24, octubre 7, marzo 5).

Otro factor de gran importancia como se mencionó anteriormente es la distancia entre paneles como se puede ver en la Figura 19.

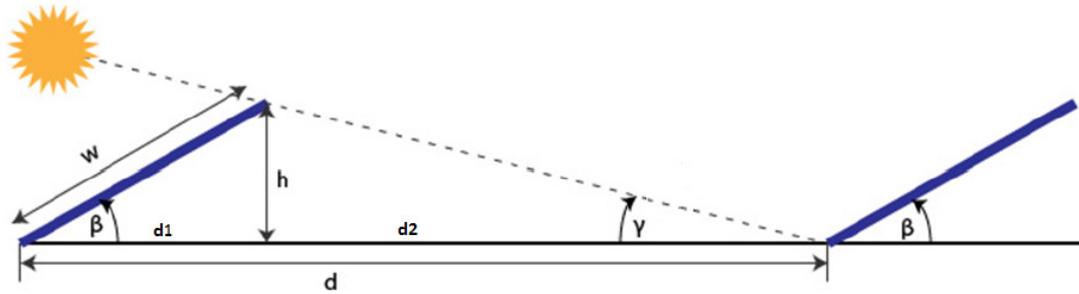


Figura 19. Distancia entre paneles fotovoltaicos. [37]

Donde:

γ = Menor ángulo de la posición del sol respecto al observador (21 de diciembre).

δ = Inclinación de la tierra respecto al sol el día de menor ángulo.

L = Latitud.

β = inclinación del panel solar.

El cálculo de los valores arriba mencionados viene dado por:

$$\gamma = 90 - \delta - L \quad (4.1)$$

$$d_1 = \cos\beta \cdot w \quad (4.2) \quad \text{Donde } w: \text{ ancho del panel solar.}$$

$$h = \tan\beta \cdot d_1 \quad (4.3)$$

$$d_2 = \frac{h}{\tan\gamma} \quad (4.4)$$

La distancia mínima entre paneles es dada por:

$$d = d_1 + d_2 \quad (4.5)$$

Para efectos de este trabajo cabe resaltar que los paneles solares suelen venderse haciendo uso de la relación \$/Wp, se suele medir la potencia de los módulos solares en vatios de potencia pico. Esto representa la potencia que un módulo o arreglo de módulos entrega cuando incide sobre el 1 kW/m² de radiación solar a una temperatura de 25°C. Los módulos se compran utilizando como referencia esa potencia pico, esto elimina la variable de ubicación y condiciones climáticas, permitiendo comparar paneles de manera estándar. A lo largo de los años, el precio del Watt pico ha ido disminuyendo, y de

manera drástica en la última década, compitiendo cada vez más mano a mano con las energías basadas en combustibles fósiles. En la figura 20 puede observarse la evolución del precio de la energía solar.

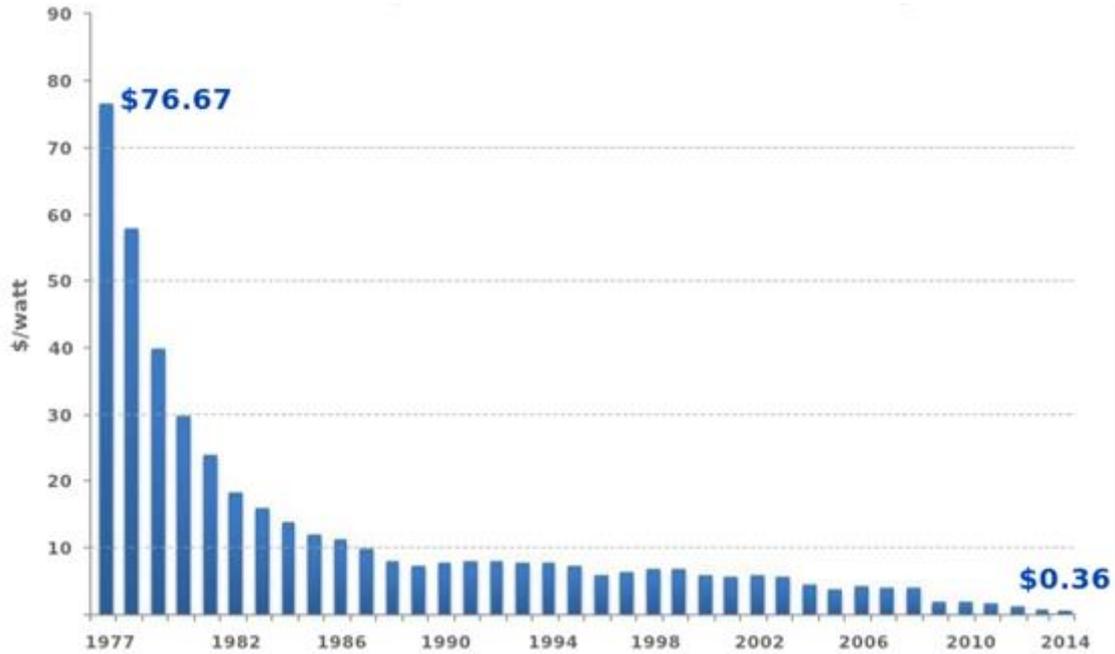


Figura 20. Evolución de la producción y el coste del vatio pico. [38]

4.1.6. Sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico es un arreglo de paneles solares conectados entre sí para generar energía eléctrica. Estos pueden estar conectados a la red, sin conexión a la red, o conectados a la red con un respaldo en baterías. Los paneles se pueden conectar en diversas configuraciones similares a la de las baterías dependiendo del voltaje y corriente deseado en la salida. En la figura 21 se puede apreciar un esquema fotovoltaico típico.

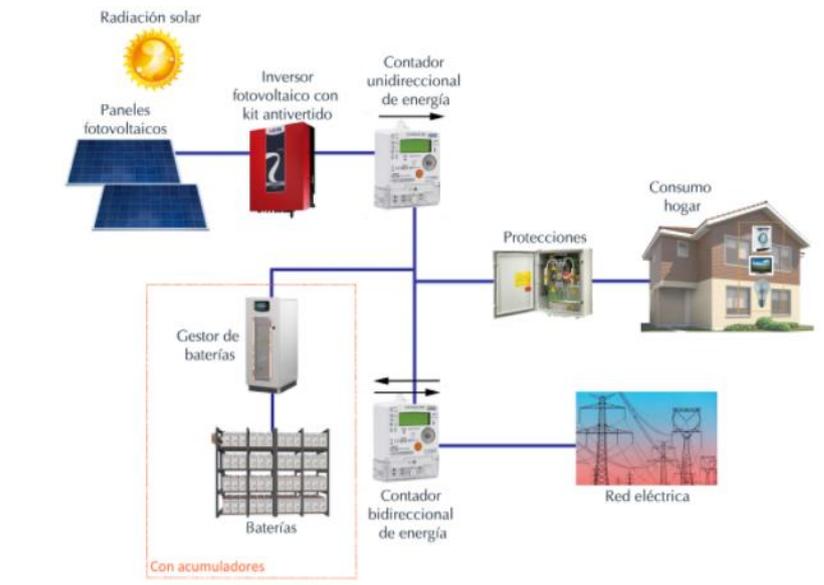


Figura 21. Esquema de un sistema fotovoltaico. [39]

Si analizamos el caso de un sistema fotovoltaico conectado a la red, se pueden distinguir múltiples elementos que son necesarios para que el sistema funcione. De los cuales, los principales a considerar sin tener en cuenta los propios paneles, son:

- **Inversor cargador:** Es el responsable de transformar la electricidad de corriente directa (DC, por sus siglas en inglés) a corriente alterna (AC, por sus siglas en inglés) para poder ser utilizada en la red, de igual manera es el responsable de cargar las baterías cuando se requiere, como de transformar a corriente alterna la energía almacenada en las mismas. Para aplicaciones fotovoltaicas, el inversor cargador carga las baterías cuando hay generación de corriente por parte de los paneles, y las descarga alimentando la red cuando existe demanda. Su eficiencia ronda el 95%.
- **Baterías:** La función de las baterías en un sistema fotovoltaico es la de almacenar la energía producida por los paneles solares para poder ser utilizada en las horas que no hay sol. Las baterías funcionan en corriente directa (DC), y sus voltajes típicos son de 6, 12, 24 y 48V.

4.2. ENERGÍA EÓLICA

4.2.1. Desarrollo de la tecnología eólica

El uso de la energía eólica se remonta a cunas de civilizaciones, 5000 años atrás ya se aprovechaba la energía del viento en las velas de los barcos en el río Nilo. Muchas otras civilizaciones usaron el viento para transportarse, también aprovecharon su fuerza para triturar granos y bombear agua, en Europa entre los años 1700 y 1800 era muy común esto.

El viento tiene su origen al igual que casi todas las energías renovables en la radiación solar, la tierra al no estar perpendicular al sol, sino más bien inclinada, no cuenta con la misma cantidad de radiación solar en todo el planeta como se mencionó antes en el origen de las estaciones climáticas a lo largo del año. Debido a que la radiación es mayor en unas zonas del planeta y conforme a la época del año se producen diferentes temperaturas en las diferentes zonas del globo, se genera una densidad distinta en el aire según las temperaturas locales, esta diferencia de densidades genera un diferencial de presión que produce el movimiento del aire o viento.

Los movimientos del viento los podemos tener a un nivel macro y uno micro; a nivel de planeta, el viento es producido por la diferencia de temperatura (que incide directamente en densidad y presión) entre los polos y el ecuador de la tierra, como sucede con un globo aerostático, el aire caliente sube, y el aire frío baja, lo que genera corrientes de aire. Debido a la rotación de la tierra el viento corre hacia el este por sobre una latitud de 30° y hacia el oeste por debajo de esta, esto ocurre tanto en el hemisferio norte como sur.

Por otro lado, a una escala menor, el viento se ve influenciado por las denominadas brisas marinas y vientos de montaña. Las primeras se producen por la diferencia de temperatura entre el agua y la superficie terrestre, durante el día ambos cuerpos absorben calor, sin embargo, el agua tiene una mejor capacidad para retener ese calor, lo que genera una diferencia de temperatura y proporcionalmente de presión. De igual forma a las brisas marinas se producen los vientos de montaña, siendo la diferencia de temperatura entre el día y la noche las que ocasionan las corrientes de viento.

Hoy en día la energía eólica es ampliamente utilizada, compitiendo con otras tecnologías convencionales. En los años 90 el tamaño promedio de las turbinas rondaba los 300 kW, hoy en día las instalaciones tradicionales van desde 1 MW a 3 MW comúnmente, y hasta los 5 MW. Este incremento en el tamaño de los aerogeneradores, viene acotado de igual manera a la economía de escala, pasando de tener un costo de 0.35 USD\$/kWh en 1980 a tener un costo de 0.3 – 0.4 USD\$/kWh en el 2004 en un lugar con condiciones favorables [40].

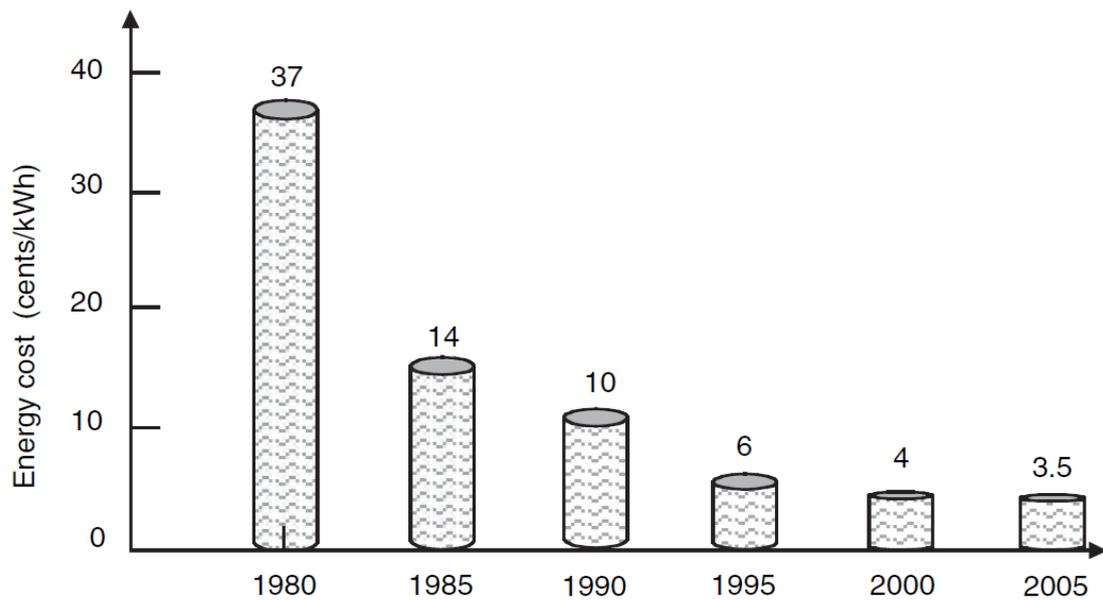


Figura 22. Reducción del costo de la energía eólica (centavos de USD\$). [40]

A pequeña escala, la energía eólica tiene más potencial en zonas no urbanas, puesto que el promedio de velocidad del viento es mayor al no tener tanto obstáculo como en las zonas urbanas. La energía eólica si bien en condiciones favorables es una de las energías renovables más baratas y en general de todas las fuentes energéticas, los aerogeneradores requieren velocidades del viento de al menos 6 – 6.5 m/s, esto para aerogeneradores modernos y eficientes, lo anterior implica que con esas velocidades el aerogenerador será capaz de generar entre un 25 a 30% de su capacidad máxima. Una de sus principales ventajas es el poco espacio que requiere comparado con la energía solar fotovoltaica.

4.2.2. Recurso eólico

La energía del viento es aprovechada por las palas de la turbina, estas frenan el viento que trata de cruzar por ellas, capturando así su energía cinética y convirtiéndola en mecánica, de lo cual, el viento luego de haber cruzado el rotor se moverá más lentamente. Debido a que la cantidad de aire que atraviesa la turbina es igual a la entrada y a la salida, acorde al principio de la conservación de la energía de Bernoulli. A este efecto en un aerogenerador se le conoce como tubo de corriente, éste muestra cómo el área por la que pasa el viento va creciendo a la salida de la turbina, por lo que para mantener el caudal, el aire tiende a disminuir su velocidad.

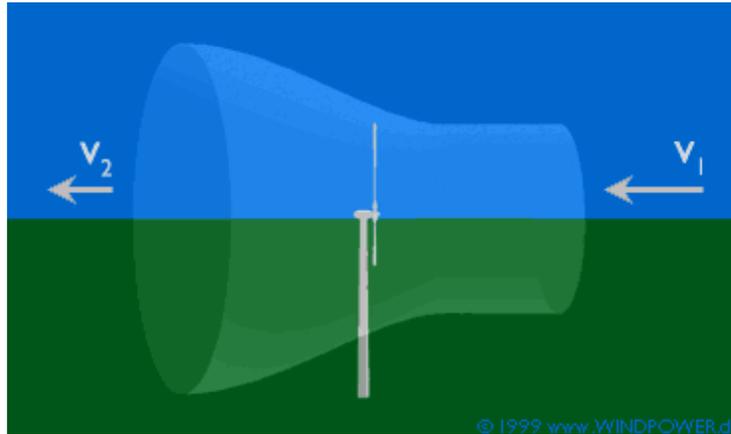


Figura 23. Tubo de corriente de un aerogenerador. [41]

El comportamiento fluido dinámico del tubo de corriente responde a la ecuación de continuidad como lo haría en una tubería, de lo cual:

$$Q_1 = Q_2 \quad (4.6)$$

$$v_1 \cdot S_1 = v_2 \cdot S_2 \quad (4.7)$$

De lo anterior $v_1 > v_2$ y $S_1 < S_2$

4.2.3. Potencia del viento

La potencia que contiene el viento es proporcional al cubo de la velocidad, y se calcula:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (4.8)$$

ρ : Densidad del viento.

S : Superficie

v : Velocidad del viento.

Es importante considerar que no se puede convertir en energía mecánica toda la energía del viento, ya que para esto se necesitaría que la velocidad de salida del viento fuera cero, lo cual no es posible.

4.2.3.1. Potencia máxima aprovechable

La potencia máxima que puede aprovecharse del viento convirtiendo la energía cinética en mecánica se conoce como límite de Betz. Como máximo es posible convertirse en potencia en el eje 16/27 (59.6%) de la potencia del viento, de lo cual la potencia máxima que puede obtenerse en un aerogenerador viene dada por:

$$P_{\text{max aprob.}} = 0.5926 \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4.9)$$

Si bien la ecuación 4.9 indica la potencia máxima aprovechable, no obstante, esta no contempla la resistencia aerodinámica de las palas, ni la compresibilidad del aire; por lo que es necesario considerar que la máxima potencia dependerá en gran medida del diseño y la eficiencia del aerogenerador, misma que será menor que la obtenida con la ecuación de Betz.

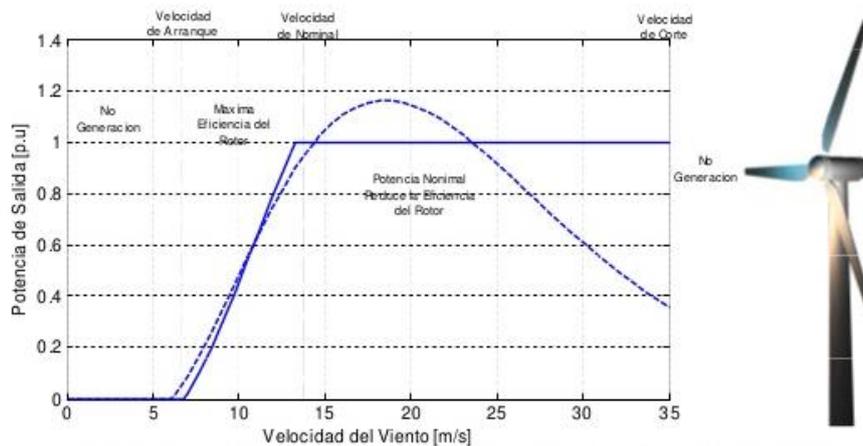


Figura 24. Curva de potencia aerogenerador (kW) vs. Velocidad del viento (m/seg). [42]

Para efectos de diseño, referente a distribución de velocidades del viento y frecuencia de la variación de su dirección, se utiliza **la rosa de los vientos**. Esta se obtiene midiendo la velocidad y dirección del viento en el lugar del emplazamiento. Para efectos reales es recomendable medir por al menos 5 años y 8 veces al día las condiciones antes mencionadas, esto último no siempre es posible, por lo que otra manera es utilizar estadísticas de observatorios cercanos al emplazamiento del lugar de estudio.

La velocidad y dirección del viento es graficada en un diagrama de círculos concéntricos, cuyos radios son a escala las frecuencias de las velocidades en cada dirección.

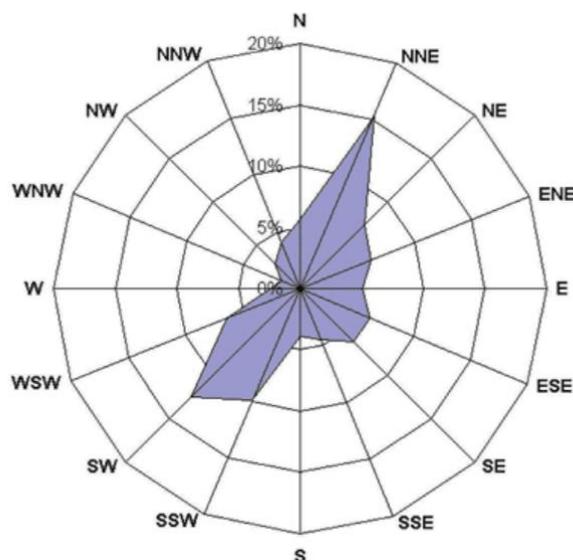


Figura 25. Rosa de los vientos. [43]

4.2.4. Distribución de Weibull

La velocidad del viento es por mucho la información más crítica para determinar el potencial energético de un emplazamiento en lo que energía eólica se refiere. La velocidad del viento varía permanentemente, cambia cada minuto, hora, día, temporada e inclusive cada año; por lo que es necesario obtener un promedio de 10 años o más para análisis precisos. Sin embargo, esto no siempre se puede, y en muchas ocasiones, se toman mediciones de poco tiempo, como ser 1 año, y se compara con datos estadísticos de muchos años de lugares cercanos que sí cuenten con esa información. Las variaciones de la velocidad del viento en un periodo de tiempo pueden ser descritas por la distribución de Weibull, cuya forma general de la expresión analítica es:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4.10)$$

$$k: \text{Factor de forma (adimensional)} \quad (4.11)$$

$$c: \text{Factor de escala (m/s)} \quad (4.12)$$

$$v: \text{Velocidad del viento} \quad (4.13)$$

La expresión 4.10 es la forma general de la distribución de Weibull, sin embargo, es común la necesidad de corregir la información con que se cuenta, a diferentes alturas posibles, sabiendo así la distribución en función de la altura. La expresión para la corrección de la distribución en función del factor de forma y del factor de escala será:

$$k' = k \cdot \frac{1 - 0.088 \ln\left(\frac{h}{10}\right)}{1 - 0.0088 \ln\left(\frac{h'}{10}\right)} \quad (4.14)$$

$$c' = c \cdot \left(\frac{h'}{h}\right)^\beta \quad (4.15)$$

$$\beta = \frac{0.37 - 0.088 \ln c}{1 - 0.088 \ln \frac{h}{10}} \quad (4.16)$$

k' y c' son los factores que se quieren determinar a una altura h' .

CAPITULO 5. SISTEMA HÍBRIDO RENOVABLE PARA UNA PLANTA PROCESADORA DE CAFÉ

5.1. INTRODUCCIÓN

El mundo actualmente está viviendo un importante cambio, tanto en la matriz energética como en la manera que consumimos y obtenemos la energía. Hoy en día es cada vez más común el autoconsumo, respaldado por ventajas técnico-económicas y una mayor conciencia ambiental. El uso de tecnologías no convencionales para la generación de energía es cada vez más diversificado, dando lugar cada vez más a diferentes alternativas para suplir la demanda energética. Los combustibles fósiles están siendo reemplazados por alternativas renovables y la combinación de ellas da lugar a los sistemas híbridos renovables. Un sistema híbrido es aquel que incorpora dos o más tecnologías para la generación de energía, estos pueden ser renovables o una combinación de renovables y fósil, uno de los arreglos más típicos es: solar fotovoltaico, eólico y generador diésel. Estos sistemas nacieron con el objetivo de solucionar el problema de la continuidad en la generación, problemas característicos de los sistemas fotovoltaicos y eólicos, de allí que lo común es el respaldo del generador diésel, considerando la limitante de almacenar energía en baterías. Y al integrarse varias tecnologías, se asegura el suministro continuo a lo largo del día.

Existen múltiples conexiones de sistemas híbridos para satisfacer la demanda, pudiendo suministrar en corriente alterna (AC), corriente continua (DC) o una mezcla de ambas corrientes dependiendo de los equipos conectados al sistema. Lo anterior puede verse en la figura 26.

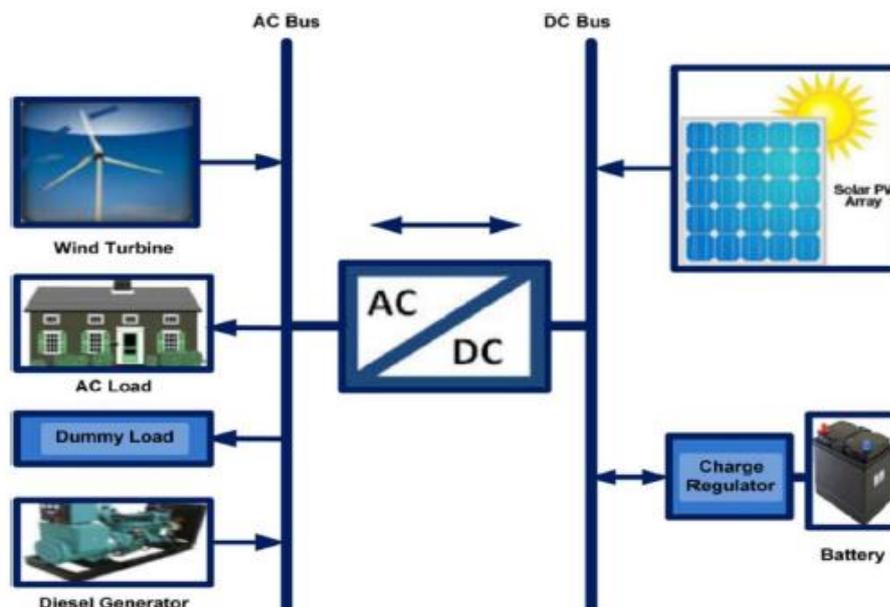


Figura 26. Diagrama sistema híbrido. [44]

Para el funcionamiento del sistema híbrido se requieren algunos componentes adicionales, como se mencionó anteriormente en el capítulo 4, estos pueden ser: inversores, inversores cargadores, baterías, contadores de energía, entre otros dispositivos de control. Un sistema híbrido puede ser conectado a la red o generar en isla (sin conexión a la red), dependiendo del caso, pueden adoptarse diferentes arreglos. Siendo el caso de generación sin conexión a red el que dependerá en mayor medida del almacenamiento de energía.

En el caso de un sistema híbrido renovable compuesto por tres tecnologías como ser: eólica, solar y biomasa, que cuenten con almacenamiento en baterías, su funcionamiento podría resumirse brevemente de la siguiente manera:

Los paneles solares tienen únicamente unas cuantas horas del día de aprovechamiento del sol, como puede verse en la figura 27, y la energía se tiene cuando en realidad no se necesita, o en su defecto, más de la que se necesita en el momento de generación. Esto sucede de forma parecida con la energía eólica, caracterizando más a esta última por la intermitencia de la generación a lo largo del día, estos dos factores de gran problemática suelen amortiguarse con sistemas de almacenamiento, por ejemplo, baterías, esta opción es la escogida en sistemas de generación en isla de pequeña escala. Otra alternativa altamente utilizada es inyectar el excedente de energía a la red, teniendo esta la limitante de regulaciones muy exigentes en muchos países como la imposibilidad de hacerlo en otros. En el caso de la configuración del sistema híbrido solar-eólico-biomasa, se almacena la energía generada por los paneles solares y los aerogeneradores en baterías (el excedente de lo que no es consumido simultáneamente a la generación), supliendo la energía que no logre ser cubierta por los anteriores con la biomasa. Esta última, en la mayoría de los casos de pequeña escala, es gasificada haciendo uso de un gasificador para luego alimentar un generador (motor de combustión interna).

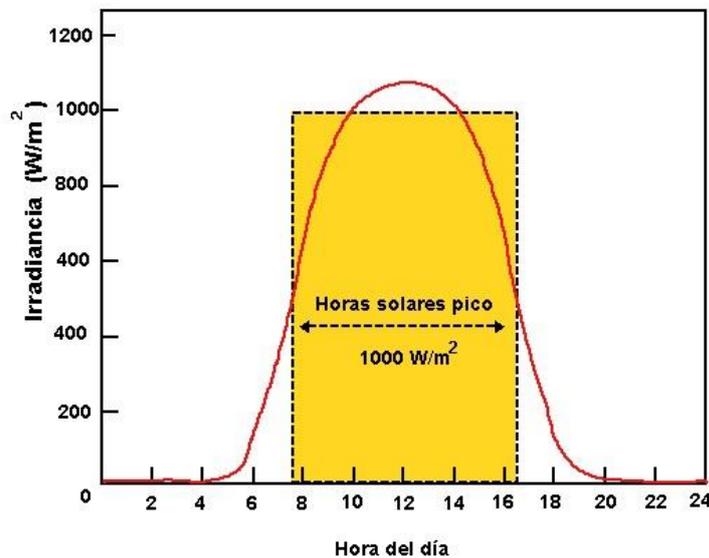


Figura 27. Irradiación solar a lo largo del día. [45]

5.2. CASO COCAFAL

El estudio realizado en este trabajo consiste en el diseño de un sistema híbrido renovable para la empresa procesadora de café COCAFAL, situada en la comunidad de Capucas, en el departamento cafetalero de Copán, Honduras. La procesadora de café actualmente se abastece de la red eléctrica nacional con la limitante de solo contar con red eléctrica monofásica por encontrarse ubicada en una zona remota del país, y de igual forma, con una calidad de energía baja, lo que les ocasiona cambiar sus horarios de trabajo por no contar con un voltaje adecuado. Al solo contar con red monofásica, la eficiencia de sus procesos se ve limitada por solo poder utilizar motores eléctricos monofásicos, lo que ocasiona que en un mismo equipo se deba tener varios motores monofásicos en lugar de tener únicamente uno trifásico. Para responder a esta problemática se planteó la opción de diseñar un sistema híbrido renovable que integre un mix energético basado en las diferentes fuentes de energía con las que cuenta COCAFAL en su emplazamiento, y así generar, ya sea de manera parcial o completa, la energía eléctrica consumida; esto basándose en la herramienta de cálculo HOMER.

5.2.1. Antecedentes y situación actual

La cooperativa cafetalera COCAFAL es una empresa líder e innovadora en el procesamiento del café en Honduras, contando con reconocimientos internacionales por sus procesos de calidad, prácticas amigables con el ambiente y desarrollo sostenible de programas que involucran productores de café locales, los cuales son los principales beneficiarios de COCAFAL.

Actualmente, y continuando con sus prácticas amigables con el ambiente, analizan la posibilidad de generar su propia energía ya sea en totalidad o como un aporte a su consumo tomando a consideración que el suministro eléctrico representa para ellos un impase; esto debido a que la cooperativa COCAFAL se encuentra ubicada en una zona montañosa y remota. En dicha zona solo cuentan con red monofásica, lo que implica limitaciones técnicas para la empresa, limitándolos al uso exclusivo de motores eléctricos monofásicos, agregando el problema que debido a que solo hay una línea monofásica para la zona, hay fuertes caídas de voltaje en las horas pico, horas que a la vez coinciden con sus horas estratégicamente más apropiadas para trabajar, lo que los obliga a cambiar sus horarios de trabajo para tiempo después de las horas pico, suponiendo esto pérdidas logísticas.

5.2.2. Proceso productivo de COCAFAL

COCAFAL como cooperativa de café, es una empresa que se encarga del procesamiento del grano de café desde que este se encuentra en fruta hasta que el grano está seco listo para exportarse. El proceso comienza con el acopio del café en fruta en las instalaciones de la cooperativa por parte de los productores. El café en fruta es descargado en tolvas contenedoras para luego pasar por las despulpadoras, equipos que se encargan de separar la fruta del grano. El grano de café en este momento se encuentra cubierto de una capa viscosa con alto contenido de glucosa conocido como mucilago de café. Luego el grano de café es conducido hacia otro equipo conocido como desmucilagadora, (conocida también como lavadora de café) que se encarga de retirar el mucilago de café a través de fricción entre los granos y el agua. Una vez libre de mucilago el café se pasa al área de secado, en el que, haciendo uso de aire caliente, el grano de café es secado hasta un 12% – 14% de

humedad, considerando que este se encontraba inicialmente en un 41% – 43% de humedad (el grano luego de ser despulpado y lavado es secado parcialmente ya sea extendiéndolo en suelos de concreto expuesto al sol o usando un equipo industrial). El aire es calentado haciendo uso de hornos alimentados con casulla de café (sub-producto del procesamiento del grano de café). Una vez pasada la temporada de cosecha, la cooperativa se dedica a prepararse administrativa y técnicamente para la siguiente cosecha.

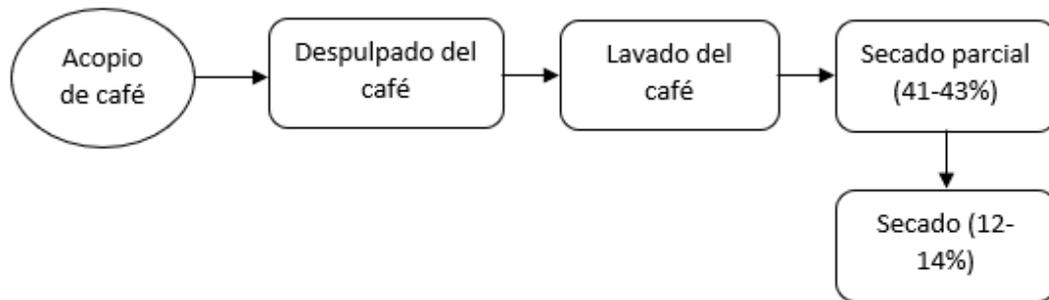


Figura 28. Proceso productivo de COCAFAL.



Figura 29. Despulpadora de café.



Figura 31. Lavadoras de café.



Figura 30. Transportador de café despulpado.



Figura 32. Beneficio húmedo de café.



Figura 33. Secadoras de café (Beneficio seco de café).



Figura 34. Horno secador de café.

En la figura 29 se muestra el equipo para despulpado de café con el que cuenta la planta procesadora de la cooperativa de café COCAFAL, las anteriores figuras, de la 30 a la 34, muestran los equipos comentados anteriormente, todos ellos pertenecientes a la planta procesadora de la cooperativa.

Estos equipos son comunes a todas las procesadoras de café en Honduras, variando únicamente las dimensiones de los mismos y existiendo cientos de estas plantas a nivel nacional; con base en lo anterior el diseño del sistema híbrido propuesto puede ser replicable en otras procesadoras de café, como se ha mencionado anteriormente.

5.2.3. Ubicación

La cooperativa cafetalera COCAFAL se encuentra ubicada en la comunidad de Capucas, municipio de San Pedro de Copán, departamento de Copán, Honduras. Con coordenadas: 14°36'21.4"N, 88°47'03.9"W.



Figura 35. Ubicación COCAFAL Capucas.



Figura 36. Ubicación COCAFAL.

5.2.4. Consumo eléctrico

Debido a que la cosecha de café se da por 4 meses en el año, el periodo pico de trabajo de la empresa es de igual manera de 4 meses, lo cual también se ve reflejado en el consumo eléctrico. Los meses de producción se comprenden desde diciembre hasta marzo. Por la naturaleza del proceso, se trabaja en dos jornadas durante el día, las cuales comprenden de las 07:00 a las 12:00 y de las 19:00 a las 23:00. El café en fruta es recibido a lo largo de todo el día, pero se procesa solo en las horas antes mencionadas; teniendo la limitante de calidad de energía, las horas en que se trabaja son principalmente debido a problemas con la red eléctrica, máxime en el horario de la tarde, puesto que en la zona solo hay red monofásica y el voltaje de la red es demasiado bajo antes de las 19:00 horas, lo que obliga comenzar el horario de la tarde hasta que la red se normaliza.

Debido a que COCAFAL no cuenta con información referente al consumo eléctrico por hora, fue necesaria la estimación del consumo eléctrico por hora para poder realizar las simulaciones del sistema híbrido renovable en el software HOMER. Dicha estimación fue realizada de la siguiente manera:

Partiendo de que se conoce la potencia instalada, las horas de trabajo y equipos que se utilizan en las horas de trabajo; se realizaron iteraciones hasta aproximar el consumo diario por mes comparándolo con los consumos facturados. De esta manera se consiguió un consumo por hora que se asemeja mucho con lo consumido según facturas, permitiendo poder simular en HOMER con dichas condiciones iniciales. En la tabla 8 se puede apreciar el consumo eléctrico facturado durante el año 2016; según el consumo facturado, puede visualizarse el alto consumo eléctrico en los meses de noviembre a marzo comparado al resto del año, lo cual va acorde a la temporada de cosecha de café y de trabajo pico de la cooperativa.

MES\AÑO	2016 (kWh)
Enero	34314
Febrero	39900
Marzo	24380
Abril	9438
Mayo	10313
Junio	4832
Julio	3295
Agosto	2863
Septiembre	3842
Octubre	3499
Noviembre	12528
Diciembre	33242
Total	182446

Tabla 8. Consumo eléctrico facturado en el 2016. Fuente: [Propia]

Como es de esperar en casi todas las industrias, el mayor consumo proviene de los motores eléctricos, este es el caso de COCAFCAL, en el que el 81% de la potencia instalada es de motores eléctricos. En la tabla 9 puede verse un resumen de la potencia instalada en la cooperativa.

Potencia instalada		
TIPO DE CARGA	POTENCIA (W)	POTENCIA (kW)
Aire Acondicionado	12740	12.7
Electrodomésticos	15716.5	15.7
Iluminación	1379	1.4
Motores	155719.5	155.7
Oficina	5957	5.9
Total general	191512	191.512

Tabla 9. Resumen de la potencia instalada de todos los equipos. Fuente: [Propia]

Debido a que el periodo pico de consumo de la cooperativa es sólo por unos meses, el balance energético de la misma se ve fuertemente afectado terminada la cosecha; el consumo baja drásticamente. En el gráfico 1 se observa el balance de energía durante la cosecha.

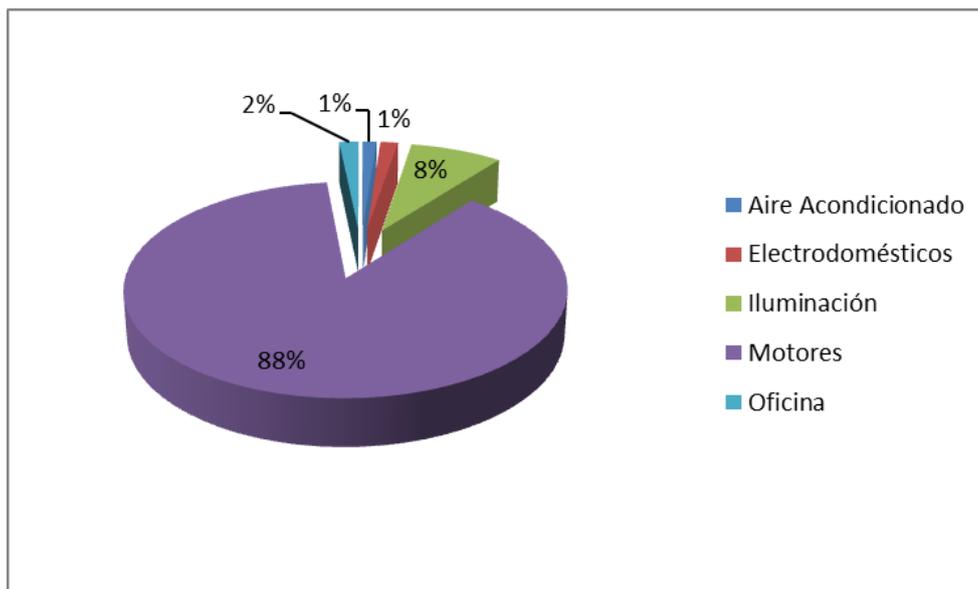


Gráfico 1. Balance energético (durante cosecha). Fuente: [Propia]

Casi la totalidad del consumo de electricidad durante la cosecha es realizada por los motores eléctricos, la iluminación durante la cosecha representa un muy pequeño consumo, contrastado con el consumo fuera de cosecha, la iluminación tiene un impacto relevante como puede verse en el gráfico 2, en el que el consumo de los motores se vuelve cero.

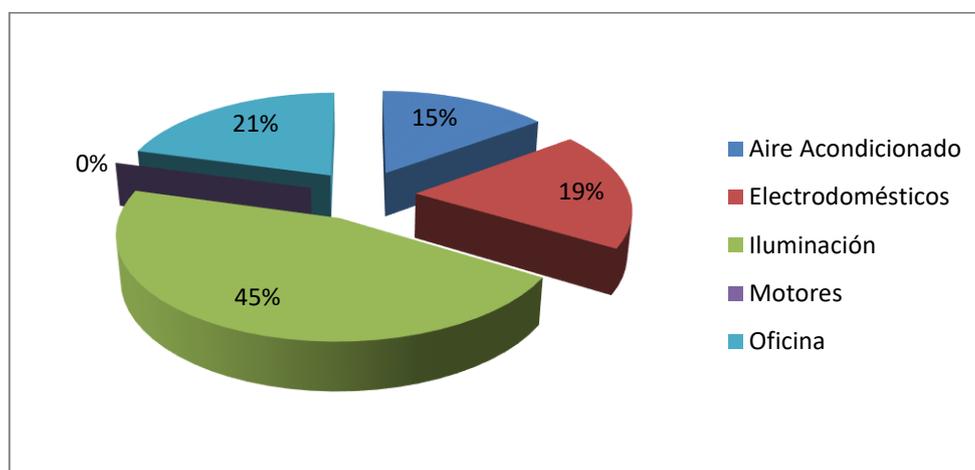


Gráfico 2. Balance energético (fuera de cosecha). Fuente: [Propia]

Diseño de un sistema híbrido renovable para una planta procesadora de café en Honduras

Hora/mes	Enero 2016	Febrero 2016	Marzo 2016	Abril 2016	Mayo 2016	Junio 2016	Julio 2016	Agosto 2016	Septiem. 2016	Octubre 2016	Nov. 2016	Dic. 2016
	Demanda kWh	Demanda kWh	Demanda kWh	Demanda kWh	Demanda kWh	Demanda kWh	Demanda kWh	Demanda kWh	Demanda kWh	Demanda kWh	Demanda kWh	Demanda kWh
00:00 - 01:00	1.34	1.34	1.34	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	1.34
01:00 - 02:00	1.34	1.34	1.34	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	1.34
02:00 - 03:00	1.34	1.34	1.34	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	1.34
03:00 - 04:00	1.34	1.34	1.34	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	1.34
04:00 - 05:00	1.34	1.34	1.34	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	1.34
05:00 - 06:00	1.34	1.34	1.34	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	1.34
06:00 - 07:00	1.34	1.34	1.34	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	1.34
07:00 - 08:00	77.90	93.47	46.76	23.40	34.30	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	46.76	77.90
08:00 - 09:00	82.07	107.22	60.50	29.49	37.28	6.05	6.05	3.67	6.05	6.05	49.74	83.86
09:00 - 10:00	99.66	122.39	77.57	42.62	46.11	17.55	11.85	7.52	11.85	11.85	58.57	106.03
10:00 - 11:00	115.23	122.39	78.85	42.62	46.11	17.55	11.85	7.52	11.85	11.85	58.57	106.03
11:00 - 12:00	115.23	122.39	78.85	11.85	11.85	14.40	11.85	7.52	11.85	11.85	11.85	106.03
12:00 - 13:00	28.50	28.50	28.50	8.58	8.58	8.58	8.58	4.16	8.58	8.58	8.58	28.50
13:00 - 14:00	20.08	20.08	20.08	8.71	8.71	8.12	8.71	5.65	8.71	8.71	8.71	20.08
14:00 - 15:00	28.01	28.17	28.17	18.82	18.82	22.56	19.42	12.23	19.42	19.42	18.82	28.17
15:00 - 16:00	28.17	28.17	28.17	19.42	19.42	24.13	19.42	12.23	19.42	19.42	20.01	28.17
16:00 - 17:00	28.17	28.17	28.17	18.14	18.14	24.13	18.14	12.18	18.14	18.14	18.46	28.17
17:00 - 18:00	28.17	28.17	28.17	18.14	18.14	7.35	18.14	11.94	18.14	18.14	18.14	28.17
18:00 - 19:00	28.17	28.17	28.17	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	28.17
19:00 - 20:00	94.77	102.56	55.84	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	94.77
20:00 - 21:00	94.77	118.13	55.84	31.97	35.09	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	47.54	94.77
21:00 - 22:00	94.77	118.13	55.84	31.97	33.53	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	42.87	83.87
22:00 - 23:00	94.77	118.13	55.84	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	79.20
23:00 - 24:00	76.08	107.23	48.05	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	79.20
tot. Cons. D	1143.87	1330.79	812.72	314.83	345.18	161.21	144.82	95.42	144.82	144.82	417.72	1110.42
tot. Cons. M	34316	39924	24382	9445	10355	4836	4345	2863	4345	4345	12532	33313
<i>Consumo total año kWh</i>		<i>184999</i>	<i>kWh/d</i>	<i>507</i>								

Tabla 10. Promedio horario iterado de consumo eléctrico. Fuente: [Propia]

La tabla 10 muestra los valores iterados de demanda de energía promedio por hora de la cooperativa a lo largo del año, valores que se simularán en el software HOMER. Los valores tuvieron que ser iterados debido a que no se cuenta con esta información medida directamente en la planta procesadora. Para realizar las iteraciones se tomó como referencia las facturas mensuales y el horario de trabajo de la procesadora, sabiendo que equipos se utilizan en las diferentes horas y la carga de cada uno de ellos. Los valores marcados en rojo en la tabla 7 son debido a que también tuvieron que ser iterados comparándolos con años anteriores, y con la producción de café procesado que tuvieron en esas fechas, asignando un promedio de consumo eléctrico, ya que la cooperativa no tenía registro de estos meses.

5.2.4.1. Facturas

En la tabla 11, se encuentran recopiladas las facturas de energía eléctrica consumida desde 2014 hasta 2016 (en el caso del 2015 se tiene faltante esta información). Con base en estos datos de consumo histórico se estimó la potencia requerida a suministrar por el sistema híbrido renovable.

MES\AÑO	2014 (kWh)	2015 (kWh)	2016 (kWh)
Enero	31312	52304	34314
Febrero	39168	62318	39900
Marzo	15590	---	24380
Abril	10122	---	9438
Mayo	4051	---	10313
Junio	3212	---	4832
Julio	3295	---	3295
Agosto	3586	---	2863
Septiembre	3842	---	3842
Octubre	3499	---	3499
Noviembre	4340	---	12528
Diciembre	33242	---	33242
Total	155259	---	182446

Tabla 11. Consumos eléctricos anuales facturados. Fuente: [Propia]

En el caso de los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre tuvieron que aproximarse con el registro del año 2014 ya que la empresa extravió las facturas correspondientes a estos meses.

5.2.4.2. Potencia instalada

Para el proceso productivo, los consumos están divididos en 2 áreas:

- Beneficio húmedo.
- Área de secado.

En algunos meses en años anteriores a los presentados en la tabla 11 se tuvieron consumos facturados cercanos al nominal de carga instalada, sin embargo, estos fueron meses excepcionales.

Distribución del Tipo de Carga por Área en Temporada de Cosecha (kWh/mes)						
Área/Tipo de Carga	Aire Acondicionado	Electrodomésticos	Iluminación	Motores	Oficina	Total general
Beneficio Húmedo #1			567	1584.5		2151.5
Beneficio Húmedo #2				0		0
Biblioteca Virtual	76.82		0		144.39	221.21
Cafetería		465.34	20.78			486.12
Catación	43.02	76.17	15.97		12.03	147.19
Oficinas Administrativas 1 piso	47.03		82.82		141.27	271.13
Oficinas Administrativas 2 piso	409.71				528.75	938.46
Secado #1	68.14		1966.82	25735.32	71.33	27841.62
Secado #2			1660.5	21124.16		22784.66
Tostado y Empaque		277.39				277.39
Total general	644.73	818.91	4313.89	48443.99	897.77	55119.28

Tabla 12. Cargas por áreas durante temporada de cosecha. Fuente: [Propia]

Distribución del Tipo de Carga por Área Fuera de Temporada de Cosecha (kWh/mes)						
Área/Tipo de Carga	Aire Acondicionado	Electrodomésticos	Iluminación	Motores	Oficina	Total general
Beneficio Húmedo #1			252	0		252
Beneficio Húmedo #2				0		0
Biblioteca Virtual	76.82		0		144.39	221.21
Cafetería		465.34	20.78			486.12
Catación	43.02	76.17	15.97		12.03	147.19
Oficinas Administrativas 1 piso	47.03		82.82		141.27	271.13
Oficinas Administrativas 2 piso	409.71				528.75	938.46
Secado #1	68.14		874.03	0	71.33	1013.5
Secado #2			738	0		738
Tostado y Empaque		277.39				277.39
Total general	644.73	818.91	1983.59	0	897.77	4345

Tabla 13. Cargas por áreas durante temporada fuera de cosecha. Fuente: [Propia]

5.2.5. Simulación del sistema híbrido en HOMER

Para el diseño del sistema híbrido renovable se utilizó como herramienta de cálculo el software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), este es un software que permite llevar a cabo análisis de pre-factibilidad, optimización y sensibilidad en varias configuraciones de sistemas híbridos posibles. HOMER utiliza Windows como plataforma y C++ como lenguaje de programación, y para el sistema fotovoltaico utiliza el modelo anisotrópico. Este software hace uso de varias entradas de información como: diversas tecnologías, precio de los componentes, disponibilidad de los recursos, entre otros para simular diferentes configuraciones y generar resultados de los diferentes arreglos posibles conforme a su costo actual neto. El software simula para las 8760 h del año, entregando resultados muy aceptables. La figura 40 muestra un esquema de la lógica de HOMER.

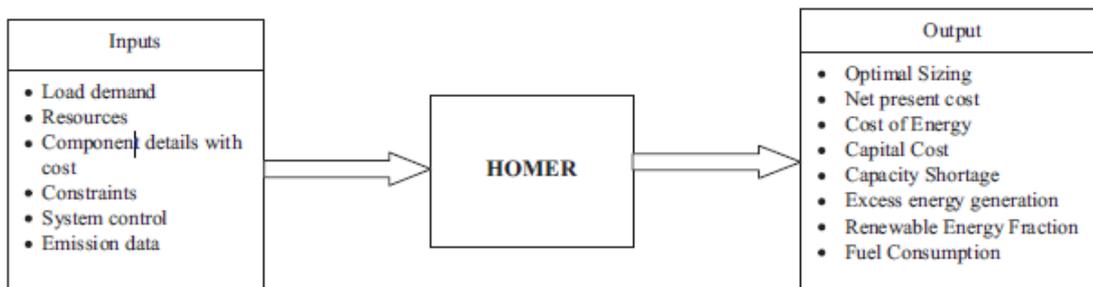


Figura 37. Representación esquemática de HOMER. [46]

Luego de haberse determinado la demanda eléctrica de la planta procesadora de café COCAFAL, se realizaron simulaciones en HOMER bajo las siguientes condiciones:

- Conforme al emplazamiento de CAPUCAS, se simuló únicamente con PV y eólica. A pesar de tener demanda térmica esta no se simuló, puesto que dicha demanda térmica se tiene únicamente 4 meses al año, con lo cual no valdría la pena utilizar biomasa para suplir esta demanda ya que el factor de utilización de esta sería bajo volviendo poco rentable la inversión; tomando la premisa que la rentabilidad de la inversión se da por la utilización del equipo, si este no se usa, no hay retorno. No se cuenta con fuentes hídricas cercanas por lo que esta opción tampoco se contempló.
- Se comparó las simulaciones del sistema tanto de manera interconectada con la red, como no conectada.

En los siguientes apartados se explicarán más en profundidad las simulaciones realizadas y los criterios utilizados.

5.2.5.1. Caracterización de la demanda

La base de las simulaciones de las diferentes posibles configuraciones comienza con la caracterización de la demanda energética de la instalación. Para lo cual se ingresaron los valores de consumo eléctrico por hora antes estimados en la tabla 10, como se explicó anteriormente, debido a que no se cuenta con la demanda eléctrica hora a hora, se iteraron los valores promedio mensual de cada hora usando

la función de HOMER “Add noise” para poder simular 8760 horas al año. Con lo cual se pudo caracterizar la demanda eléctrica de COCAFAL.

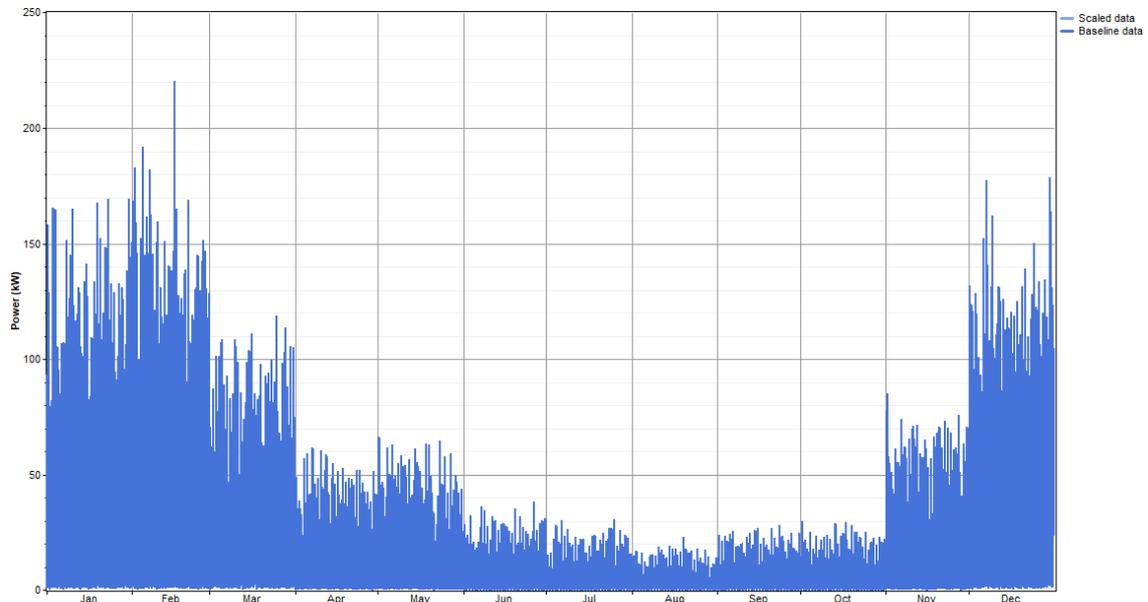


Figura 38. Demanda anual. Fuente: [Propia]

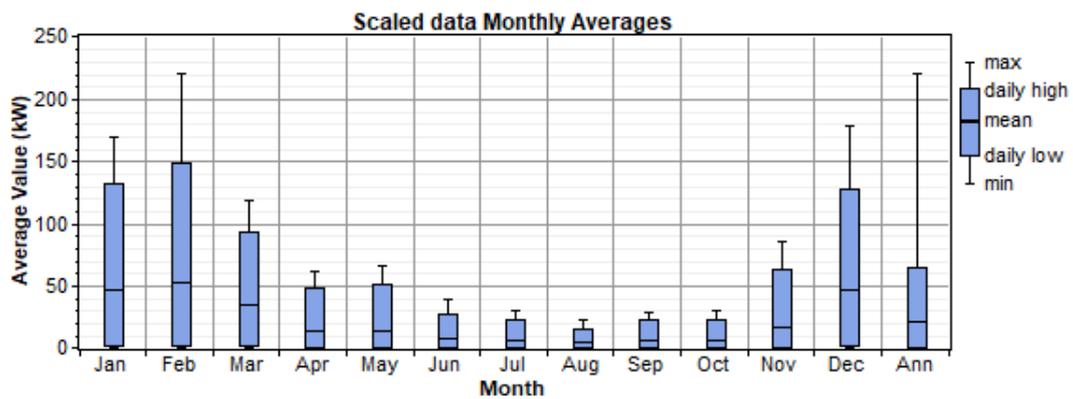


Figura 39. Curva promedio de demanda mensual. Fuente: [Propia]

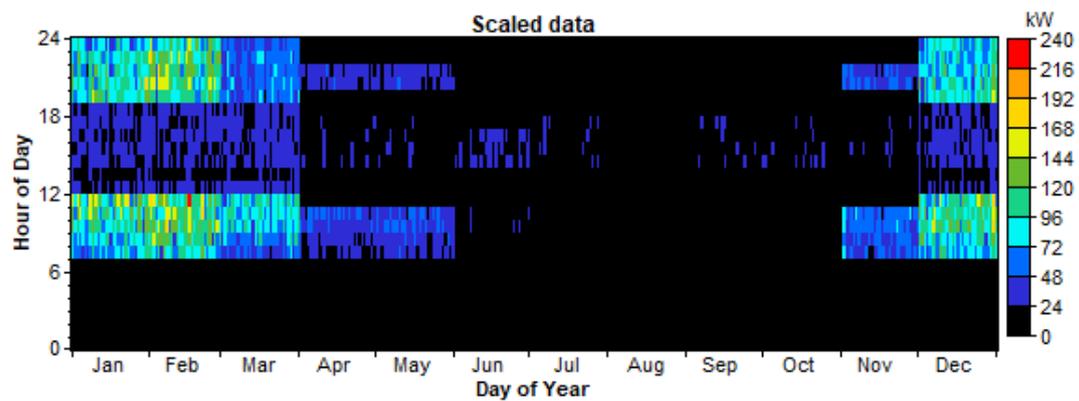


Figura 40. DMap demanda anual. Fuente: [Propia]

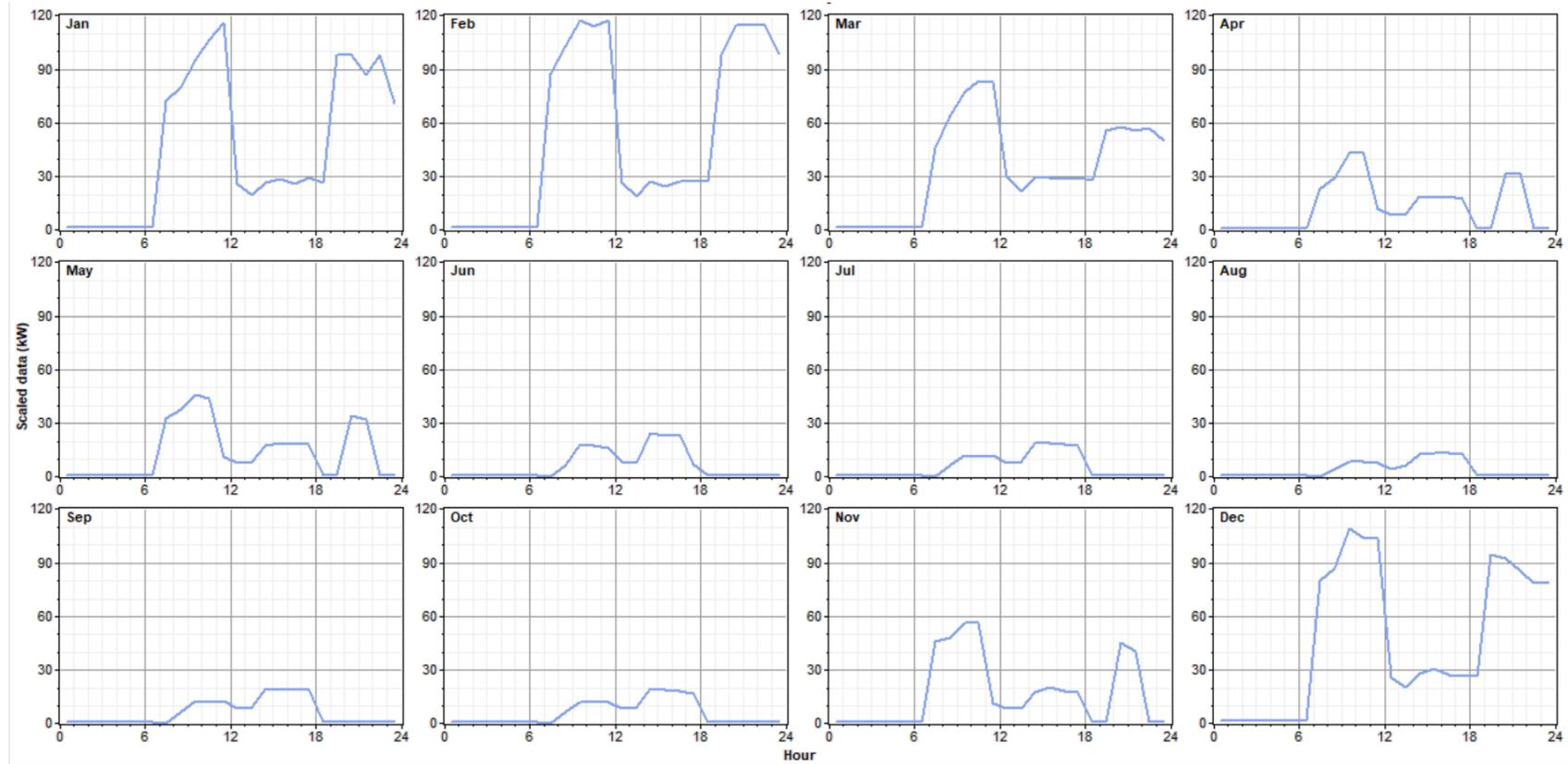


Figura 41. Escala de datos diarios de perfil. Fuente: [Propia]

Un mapa de datos (DMap) como el de la figura 40 es un tipo de gráfico que muestra un año de datos de series temporales. Con la hora del día en un eje y el día del año en el otro, cada paso del año está representado por un rectángulo que se colorea de acuerdo con el valor de los datos para esa hora. De lo cual la figura 40 indica la demanda de potencia a lo largo del año.

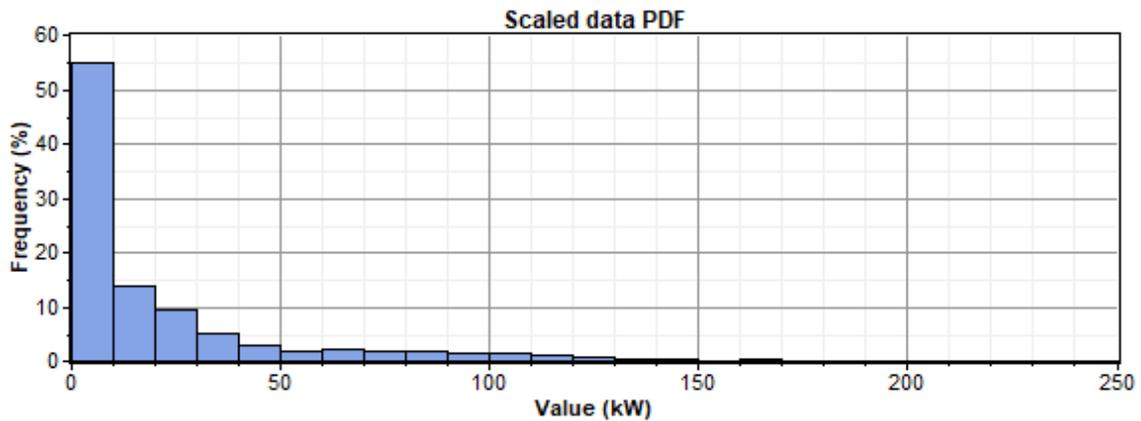


Figura 42. Distribución de frecuencia parcial. Fuente: [Propia]

La figura 42 “Scaled data PDF (partial distribution frequency)” que traducido al español es frecuencia de distribución parcial, muestra la frecuencia con que se da cada potencia a lo largo del año. La frecuencia de potencia más alta corresponde a 10 kW, tendiendo a decrecer la frecuencia de potencia según aumenta esta última.

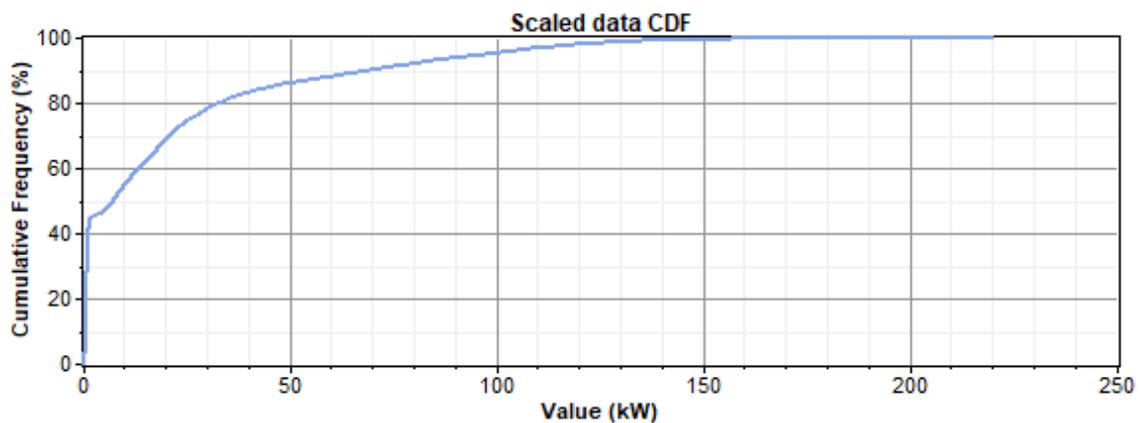


Figura 43. Frecuencia de distribución acumulada. Fuente: [Propia]

El gráfico de la figura 43 “scaled data CDF (cumulative distribution frequency)” que es la distribución de frecuencia acumulada, la frecuencia acumulada referida a las horas al año respecto al total del año, lo que nos indica que las potencias superiores a 100 kW son muy poco comunes a lo largo del año.

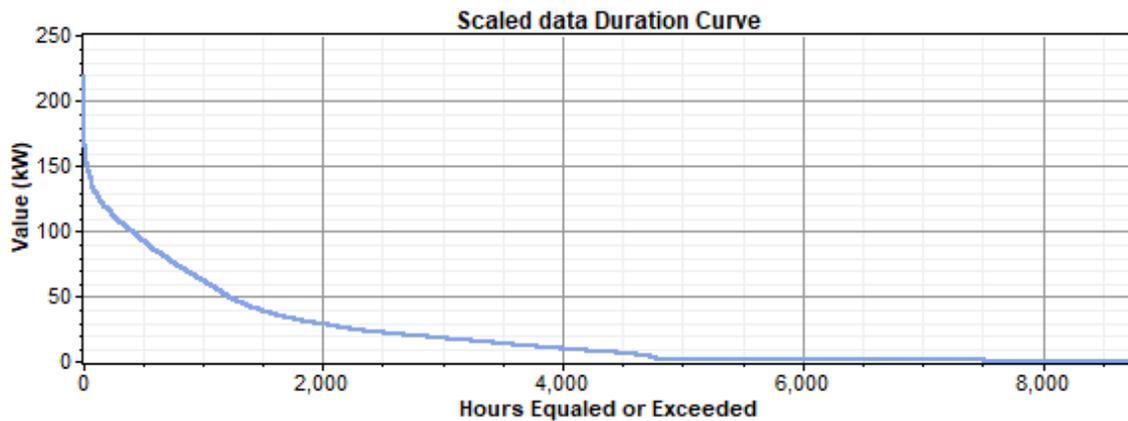


Figura 44. Curva de duración de carga. **Fuente:** [Propia]

La figura 44 muestra la curva de carga que debe cubrirse a lo largo del año, las potencias superiores de 150 kW deben cubrirse muy pocas horas al año, en cambio las potencias inferiores a 50 kW deben cubrirse mayoritariamente a lo largo del año.

5.2.5.2. Componentes del sistema

Sabiendo en detalle los consumos y habiendo caracterizado la demanda eléctrica del sistema, se ha evaluado las condiciones del emplazamiento de COCAFAL y los recursos energéticos con los que cuenta. Según la ubicación de COCAFAL se ha considerado suplir la demanda eléctrica con energía fotovoltaica y eólica, en la zona no se cuenta con fuentes hídricas representativas ni cercanas, no se consideró utilizar biomasa debido a que si bien sí se tiene una demanda térmica que podría ser cubierta gasificando biomasa y utilizando un motor de combustión interna que suministre tanto electricidad como calor, esta demanda térmica es únicamente por 4 meses que es lo que dura la cosecha de café, considerando de igual manera que no se tienen tantas facilidades para la obtención de biomasa y que el equipo de gasificación se subutilizaría, haciendo esto que no fuera rentable la inversión. Tampoco se consideró instalar un generador diésel debido a que se tiene conexión a red, lo cual no sería rentable económicamente. Entre los demás componentes necesarios se encuentran baterías e inversores cargadores, de los cuales se explicará más adelante.

5.2.5.2.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles solares seleccionados son policristalinos, en la tabla 14 se encuentran resumidas las especificaciones técnicas de los mismos.

Se escogió este panel basado en la garantía y prestigio de la marca, además de proveer un precio competitivo. Para efectos de cálculos se consideró una vida útil de los paneles de 25 años.

Paneles Solares	
Marca:	Panel solar Ecosolar 260W alto rendimiento
Potencia	260W
Voltaje en circuito abierto (Voc)	37,92V
Voltaje en máxima potencia (Vmp)	31,25V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,87A
Corriente nominal (Impp)	8,34A
Sistema de voltaje máximo	1000 VDC
Tipo de célula	Policristalino
Número de células	60
Dimensiones	164 x 99 x 4 cm
Peso	18,5 Kg
Precio	256.5 USD\$
Instalación y mano de obra	102.6 USD\$
Operación y mantenimiento anual	12.83 USD\$
Garantía de rendimiento. 10 años al 90%, 25 años al 80%	

Tabla 14. Especificaciones técnicas y económicas panel solar Ecosolar 260W.

Para efectos de cálculos del sistema híbrido, se consideró un 40% del precio de los equipos como costo de instalación (materiales de instalación y costos añadidos) y mano de obra. También se consideró un 5% del precio de los equipos como costo de operación y mantenimiento anual. Estos valores fueron considerados de manera práctica.

5.2.5.2.2. Aerogeneradores

Se seleccionaron aerogeneradores de la marca Bornay modelo Bornay Wind 25,3 +. Como consideraciones tomadas para efectos del proyecto: se consideró en HOMER como precio del aerogenerador la suma del precio del aerogenerador Bornay Wind 25.3+ más el precio de la torre y el precio del inversor eólico. Como costo de reemplazo se consideró solo el precio del aerogenerador y del inversor eólico, y la altura en la que se encuentra Capucas que es de 1264msnm. Se consideró la instalación del aerogenerador a una altura de 25m. En la tabla 15 se muestran las especificaciones técnicas del aerogenerador seleccionado.

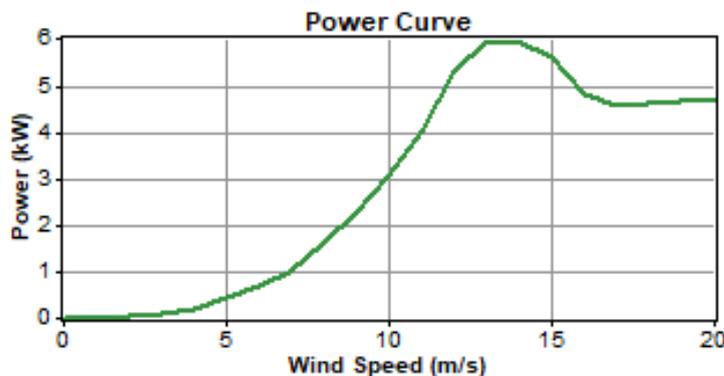


Figura 45. Curva de carga aerogenerador Bornay Wind 25.3+

Aerogenerador	
Marca:	Bornay (Wind 25.3+)
Número de hélices	3
Diámetro	4,05 m
Dirección de rotación:	En sentido contrario a la agujas del reloj
Material:	Fibra de vidrio / Fibra de carbono
Alternador:	Trifásico de imanes permanentes
Potencia nominal	5000 W
Voltaje nominal	220 v
RPM nominal	400
Rango de funcionamiento	2 - 30m/s
Arranque	3 m/s
Potencia nominal	12 m/s
Frenado automático	14 m/s
Precio aerogenerador + torre + inversor eólico	12737 USD\$
Instalación y mano de obra	5094.8 USD\$
Operación y mantenimiento anual	637 USD\$

Tabla 15. Especificaciones técnicas aerogenerador.

Al igual que en el caso de los paneles fotovoltaicos y de los demás equipos propuestos en este estudio, los costos de instalación y mano de obra se consideraron de un 40% del precio del equipo, y los costos de operación y mantenimiento se consideraron de un 5% del precio del equipo.

5.2.5.2.3. Baterías

Para efectos del análisis se consideró la utilización de baterías. El precio de las baterías es de 303 USD\$, para efectos de cálculo se simuló con un valor de 424 USD\$, debido a que este costo incluye la instalación y mano de obra (40% del total de los equipos), en el caso del costo de reemplazo se consideró el precio de la batería de 303 USD \$ ya que este correría como mantenimiento y este costo ya está considerado.

Marca	Trojan L16P-AC
Voltaje	6 V
Peso	52 kg
Ancho	176 mm
Largo	296 mm
Alto	425 mm
Energía 100 hrs	2.8 kWh
Tecnología	Plomo acido de ciclo profundo
Precio	303 USD\$
Instalación y mano de obra	121.2 USD\$
Operación y mantenimiento anual	15 USD\$

Tabla 16. Especificaciones técnicas baterías.

5.2.5.2.4. Convertidor

Para poder realizar la conversión de corriente directa a alterna, así como para poder inyectar energía excedente, se requiere hacer uso de un convertidor también conocido como inversor. Para efectos del presente estudio, se evaluó diferentes potencias instaladas de energía renovable variando el porcentaje de aporte de está al total de energía demanda, para lo que hasta cierta fracción de energía renovable cubierta respecto el total consumido se utilizó un inversor cargador (de 0 a 20% de fracción renovable inversor de 8 kW) y para las fracciones renovables con mayor aporte a la red se utilizó otro tipo de inversor (de 20% a 100% de fracción renovable inversor de 30 kW), esto debido al tamaño de la instalación. Hasta una fracción renovable de 20% se utilizó un inversor de 8 kW, y hasta un 100% de energía renovable se simuló con inversores de 30 kW. El inversor de 30 kW no es cargador de baterías, ya que para el tamaño de la instalación en las que se simuló con este inversor, el costo de instalar baterías es inviable. Más adelante se explicará en mayor detalle estas consideraciones.

Modelo: Multiplus Ecosolar 10Kva 8000W 48v MPPT	
Potencia nominal total	10Kva/8kW.
Voltaje de entrada	48V.
Rango de frecuencia	50Hz/60Hz
Regulación del voltaje de salida	230 VAC +-5%
Potencia máxima	20Kva
Eficiencia	93%
Tensión de la batería	48V
Voltaje de carga en flotación	54V
Protección por sobrecarga	60V
Precio	2645 USD\$
Instalación y mano de obra	1058 USD\$
Operación y mantenimiento anual	133 USD\$

Tabla 17. Especificaciones técnicas inversor 8 kW.

Modelo: Sunny Tripower 30000TL-US	
Potencia nominal total	30800 W
Rango de frecuencia	50Hz/60Hz
Eficiencia	98.70%
Max. Voltaje DC	1000 V
Voltaje de rango MPPT	500V...800V
Número de entradas MPP	2
Max. Corriente de entrada	66A/33A
Precio	4105 USD\$
Instalación y mano de obra	1642 USD\$
Operación y mantenimiento anual	206 USD\$

Tabla 18. Especificaciones técnicas inversor 30 kW.

5.2.5.3. Recursos energéticos

Para efectos de este estudio se evaluó la disponibilidad de los recursos energéticos con los que cuenta COCAFAL conforme a su emplazamiento, se tomó en consideración energía solar y eólica. Se evaluó de igual manera la opción de biomasa como ya se mencionó anteriormente, sin embargo, no se simuló en HOMER debido a que COCAFAL trabaja a plena carga únicamente cuatro meses al año, en estos cuatro meses es en donde tienen demanda de calor, la cual es necesaria para el proceso de secado del café. Esta demanda de calor se suple con hornos que son alimentados con biomasa. La biomasa que se utiliza para los hornos se denomina como casulla de café. Esta es una capa fina que recubre el grano de café. COCAFAL compra la tonelada de biomasa a 44\$. Puesto que está demanda de calor es únicamente por cuatro meses, se descartó desde un inicio el uso de biomasa para el estudio, restringiéndose al uso de energía solar y eólica. En los siguientes apartados se explicarán las consideraciones realizadas.

5.2.5.3.1. Recurso solar

Conforme a la ubicación de COCAFAL, se realizó la estimación de radiación solar en HOMER, la figura 46 muestra tanto la radiación solar como el "Clearness Index" (CI), el cual indica que tan despejado de nubes se encuentra el cielo, este último dato es de mucha relevancia ya que es el que gobierna en la cantidad de radiación directa que llega a los paneles, en este caso el CI es considerablemente alto, lo que garantiza un factor de planta aceptable (el porcentaje en base 100 del aprovechamiento de la instalación), este grafico fue obtenido haciendo uso de las coordenadas de Capucas, 14°36'21.4"N, 88°47'03.9"W.

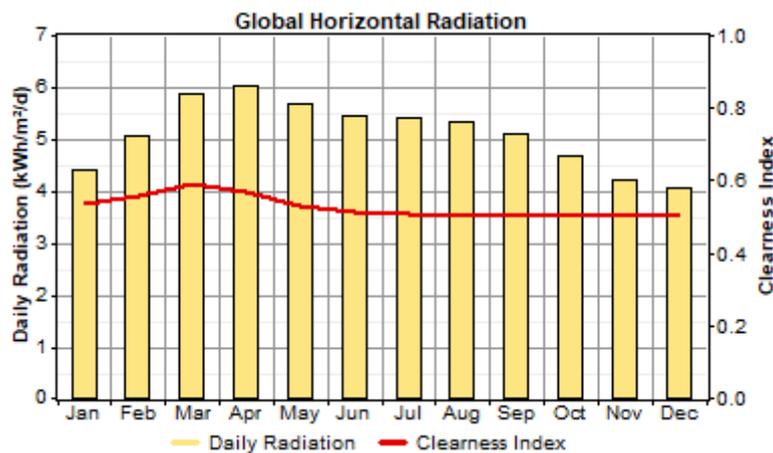


Figura 46. Radiación solar en Capucas. Fuente: [Propia]

5.2.5.3.2. Recurso eólico

La información referente al recurso eólico en la zona de estudio fue obtenida de [47]. Los valores utilizados son promedios mensuales, las instalaciones se encuentran a una altitud de 1265 msnm. COCAFAL cuenta con una estación meteorológica en la que se registran datos del viento, sin embargo,

la empresa no registra la información, y el equipo únicamente guarda un mes de información, por lo que se decidió utilizar la información meteorológica proporcionada por la NASA.

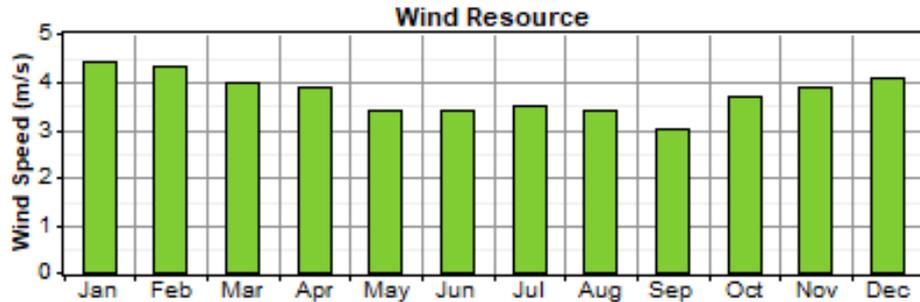


Figura 47. Velocidad mensual del viento COCAFAL. [47]

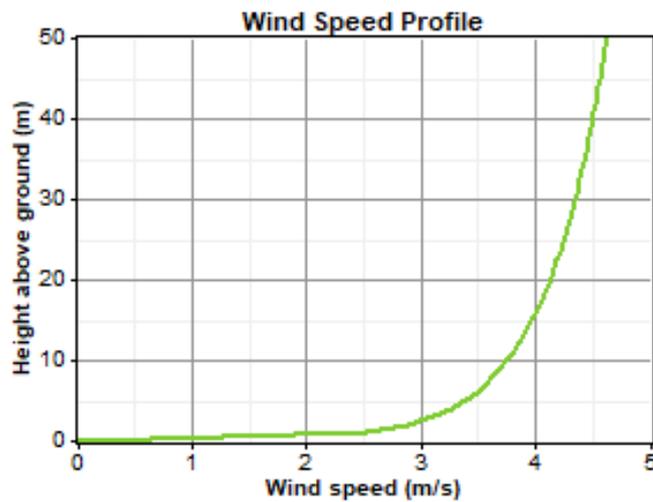


Figura 48. Perfil de velocidad del viento COCAFAL. Fuente: [Propia]

5.2.5.4. Restricciones del sistema

Para efectos de las simulaciones de las diferentes configuraciones posibles del sistema híbrido renovable, así como para la potencia instalada de energía renovable en COCAFAL, se hicieron múltiples simulaciones en HOMER considerando ciertas restricciones de diferente índole conforme a los requerimientos y circunstancias de COCAFAL. En los siguientes apartados se explicarán estas restricciones, así como los resultados obtenidos.

5.2.5.4.1. Restricciones económicas

Para efectos de cálculo se utilizó el “annual interest rate” en Honduras, el cual es de 6.17% [48], dato requerido para la evaluación técnico-económica del proyecto como ser factibilidad de la inversión y

periodo de retorno de la inversión. La vida útil del proyecto se considera a 25 años, tiempo de expectativa de vida de este tipo de instalaciones.

5.2.5.4.2. System control inputs

Para fines de las simulaciones, se utilizaron ciertas restricciones de control de las entradas del sistema híbrido, estas restricciones las utiliza HOMER para simular acorde a la configuración del sistema y de la forma en que se quiere operar. Para el sistema seleccionado se consideró que en caso de usar las baterías estas sean cargadas a través de un ciclo de carga en donde se considere en que porcentaje de descarga de las baterías se comiencen a cargar, como ser 80%. Se configuró el sistema para que pueda simular con múltiples generadores y que todos puedan operar de manera simultánea. También se configuró el sistema para que pueda simular configuraciones que no alcancen a cubrir la demanda pico, se permitió esta restricción debido a que la empresa cuenta con conexión a red. HOMER cuenta con restricciones permisibles como ser poder usar dos tipos de aerogeneradores o utilizar el exceso de electricidad para suplir demandas térmicas, sin embargo, no se le permitió al sistema esta opción puesto que se seleccionó un tipo de aerogenerador adecuado para la zona y en el caso del exceso de electricidad esta se puede inyectar a la red y ser comprada por la empresa nacional de energía eléctrica (ENEE). En este último caso, el precio al que la ENEE compra la energía renovable en Honduras anda en un promedio de 0.13 \$/kWh [49], valor que se utilizó como referencia para venta del excedente de energía que se pudiera tener. Se configuró que la máxima capacidad de carencia anual de energía sea de 5%, asegurando así una disponibilidad alta de operación de la empresa.

5.2.5.5. Resultados

Conforme a todas las consideraciones y restricciones del sistema explicadas en los apartados anteriores, se realizaron múltiples simulaciones cubriendo diferentes porcentajes de la demanda con energía renovable, partiendo desde el caso base que es 0% de energía renovable hasta cubrir por completo la demanda con energía renovable. Conforme se va variando la cantidad de energía renovable para suplir la demanda, se va viendo afectado el precio de la energía para COCAFAL así como una reducción de las emisiones de CO₂. Se parte de la consideración del alto costo del kWh de COCAFAL, siendo este de 0.21 \$/kWh en el caso actual que solo consumen de la red, observándose como este precio se ve afectado por el aporte de energía renovable al sistema. Honduras a pesar de tener una matriz energética con un considerable aporte de las energías renovables, las cuales rondan el 60% del consumo nacional, tiene un alto nivel de emisiones de CO₂, siendo de 0.662 toneladas de CO₂e por MWh [50], las cuales al igual que el precio de la electricidad decrece conforme incrementa el aporte de energía renovable al sistema, este último valor se utilizó en HOMER para hacer el balance de emisiones de CO₂e, ponderando este valor como único gas de efecto invernadero (GEI) al ser toneladas equivalentes y ya incluir el resto de GEI.

Ren. Frac.	Inversión Inicial (\$)	Costo Operativo (\$/yr)	Total NPC (\$)	COE (\$/kWh)	Emisiones CO ₂ (Ton/yr)	TRI (años)	Reducción CO ₂ (ton/yr)
0%	0	38,402	490,900	0.21	121	0.0	0
20%	37,562	33,153	461,365	0.197	99	6.8	22
40%	80,532	26,293	416,647	0.178	65	6.3	56
60%	147,917	17,346	369,663	0.158	16	6.6	105
80%	311,630	-1,224	295,980	0.127	-101	7.3	222
90%	604,583	-29,252	230,646	0.099	-295	8.3	416
95%	1,286,728	-102,045	-17,743	-0.080	-801	8.5	922
99%	4,026,772	-381,601	-851,372	-0.364	-2,757	8.8	2,879

Tabla 19. Resumen resultados según la fracción de energía renovable. Fuente: [Propia]

La tabla 19 resume los resultados de las diversas simulaciones que se realizaron variando la fracción de energía demandada cubierta con energía renovable. Las figuras 49 a 52 muestran gráficamente las variaciones entre las diferentes fracciones renovables. Pueden observarse algunos valores negativos tanto en el precio de la energía (COE) como en las emisiones de CO₂, en el primer caso se debe a que la cantidad de energía generada por el sistema es mayor a la cantidad de energía consumida, por lo que se vende más energía a la red que la que se consume, arrojando un valor negativo como precio de la electricidad. En el caso de los valores negativos de las emisiones de CO₂, se debe a que el sistema es mayoritariamente renovable, al ser así el sistema no tiene emisiones de CO₂ y como se vende a la red el excedente, esto causa de igual manera una reducción de las emisiones de CO₂ de la red, lo cual es indicado con el valor negativo en las emisiones. En el capítulo 6 se analizará en más detalle desde una perspectiva técnico-económico los resultados de las simulaciones.

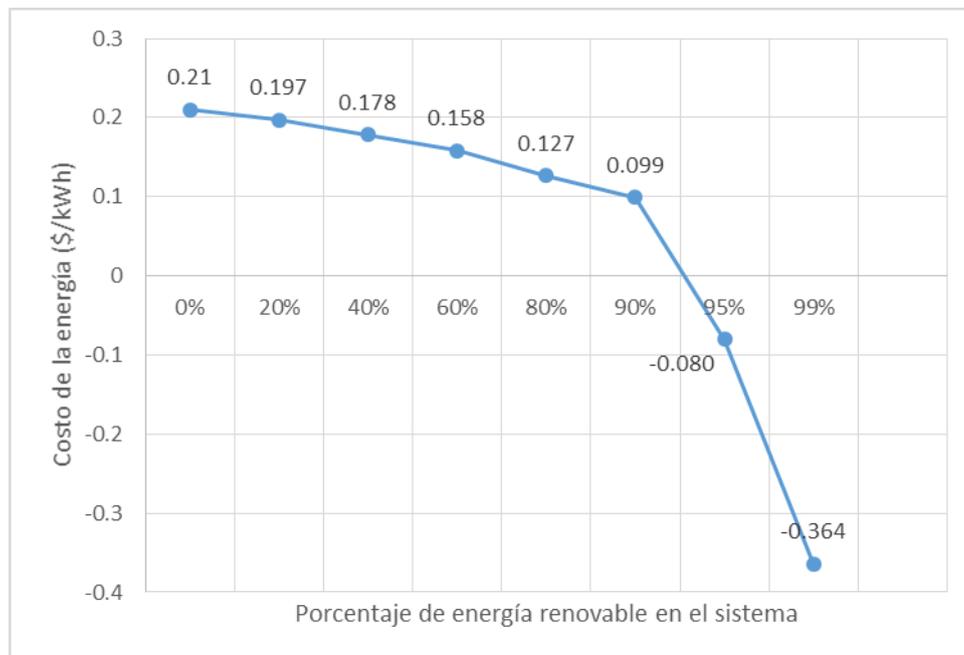


Figura 49. Fracción renovable vs precio de la energía. Fuente: [Propia]

La figura 49 muestra como el precio de la energía se ve impactado por el incremento de la energía renovable en el sistema, tendiendo a disminuir conforme aumenta el porcentaje de energía cubierta por el sistema híbrido.

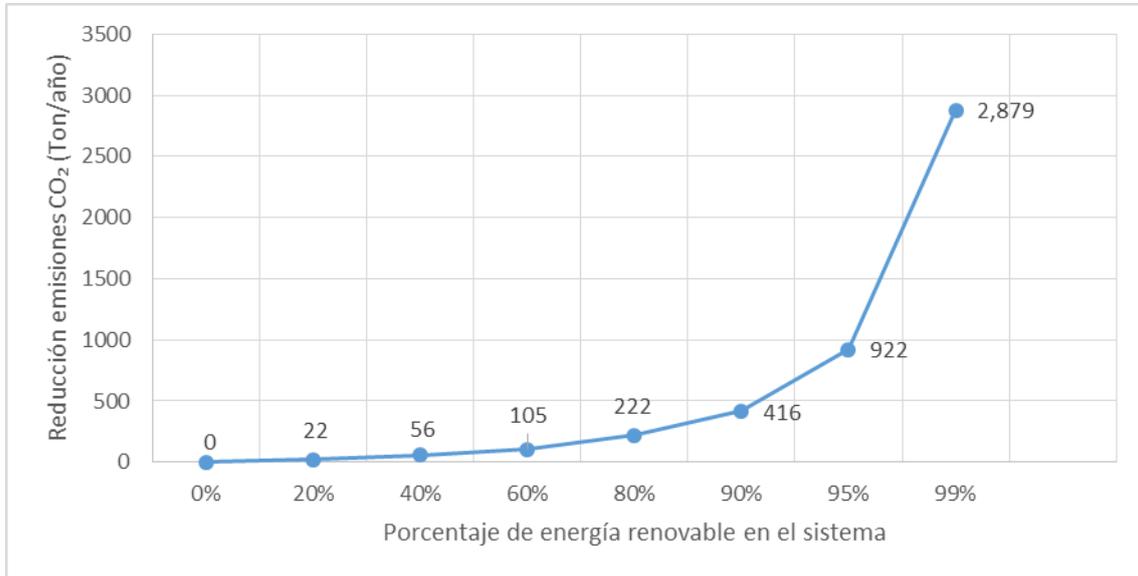


Figura 50. Fracción renovable vs reducción de emisiones de CO₂. Fuente: [Propia]

Como es de esperarse, conforme aumenta la cantidad de energía renovable, las emisiones de CO₂ disminuyen como puede observarse en la figura 50. Estos valores se obtienen de:

$$Emisión\ de\ CO_2e = Consumo\ anual\ \left(\frac{kWh}{año}\right) * Emisiones\ país\ \left(\frac{tonCO_2e}{MWh}\right) \quad (5.1)$$

De lo anterior, las emisiones anuales de COCAFAL usando solo la red son:

$$Emisiones\ CO_2e = 182.865\ \frac{MWh}{año} * 0.662\ \frac{tonCO_2e}{MWh} = 121\ tonCO_2e \quad (5.2)$$

Las emisiones de CO₂e de las diferentes configuraciones con aportes de energía renovable se pueden obtener de igual manera con la ecuación 5.1, dichos valores están resumidos en la tabla 19. La reducción de emisiones de CO₂e será la resta de las emisiones que se tiene solo con la red menos las emisiones cubriendo un porcentaje con energía renovable (ecua. 5.3), tomando como ejemplo la configuración que cubre 40% de la demanda con renovable tenemos (ecua. 5.4):

$$Reducción\ Emi.\ CO_2 = Emisiones\ solo\ red - Emisiones\ c/\ fracción\ renov. \quad (5.3)$$

$$Reducción\ Emi.\ CO_2 = 121\ \frac{Ton}{año} - 65\ \frac{Ton}{año} = 56\ \frac{Ton}{año} \quad (5.4)$$

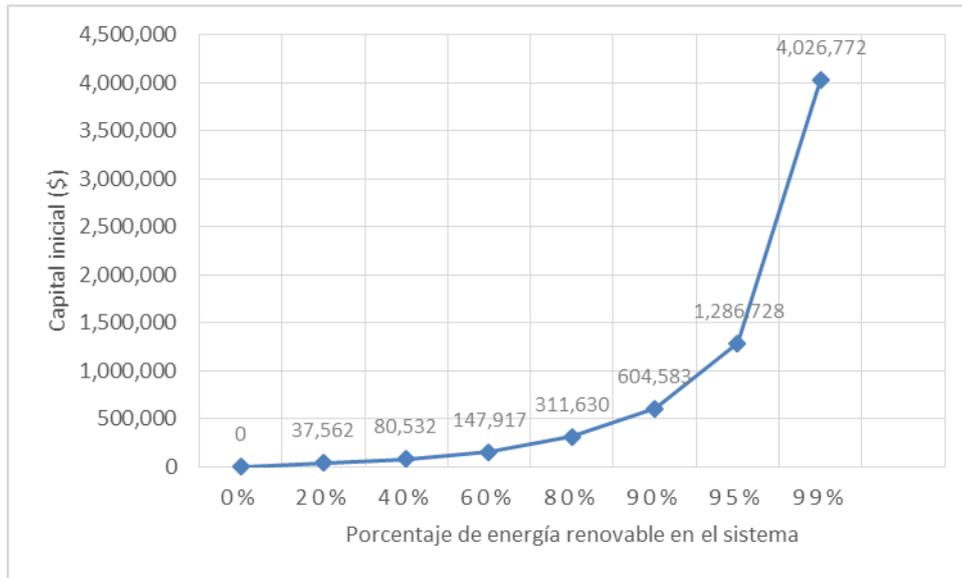


Figura 51. Fracción renovable vs capital inicial. Fuente: [Propia]

El costo de inversión crece de manera proporcional conforme aumenta la fracción de energía cubierta con fuentes renovables hasta llegar al 90%, superado este punto, la inversión inicial crece de manera desproporcionada, esto debido a que la utilización de la red es casi nula, por lo que para asegurar el suministro constante se requiere más potencia instalada lo que eleva el costo del proyecto.

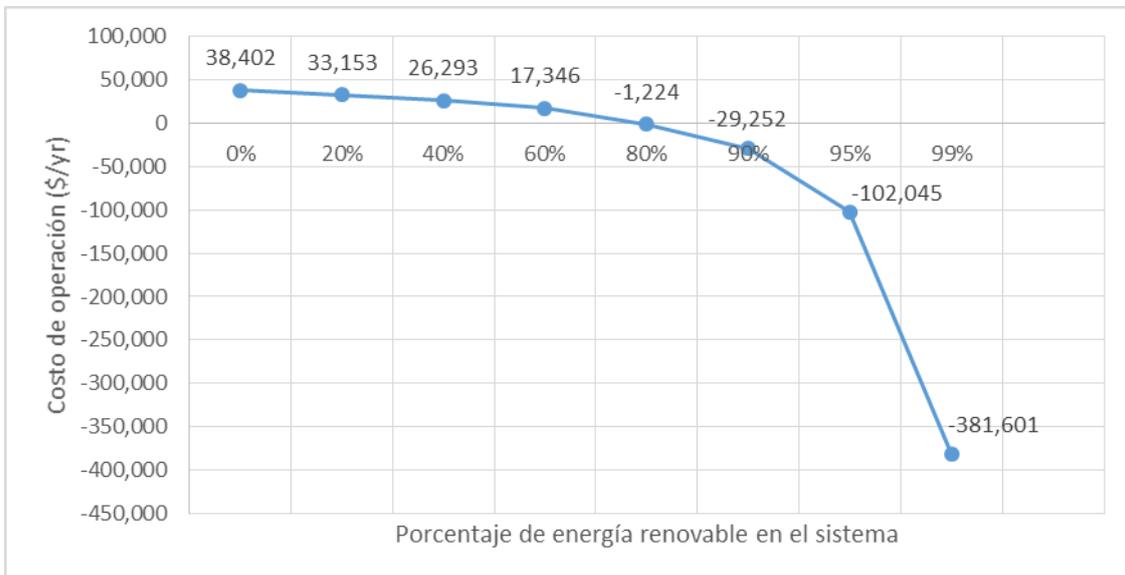


Figura 52. Fracción renovable vs costo de operación. Fuente: [Propia]

Los costos operativos se vuelven negativos pasados un cierto nivel de energía cubierta por fuentes renovables debido a que en este punto se exporta a la red más energía que la que se importa de la red, por lo que estos valores negativos indican que se está teniendo una ganancia en lugar de un costo.

Las figuras 53-60 muestran el promedio de producción eléctrica mensual que puede suplir cada configuración simulada, partiendo de la situación actual que es solo la red eléctrica nacional (Figura 53), hasta la configuración que produce toda la demanda eléctrica de la planta, esta última como se ha mencionado anteriormente produce mucha más energía que la que se consume, inyectando a la red todo el excedente.

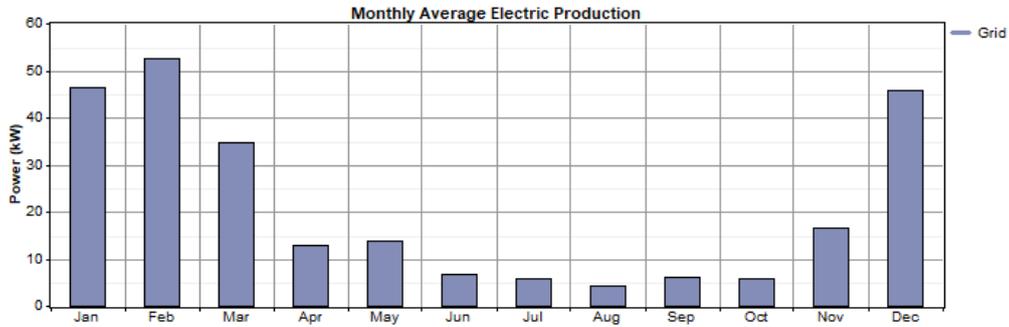


Figura 53. Promedio de producción eléctrica mensual con 0% de energía renovable. Fuente: [Propia]

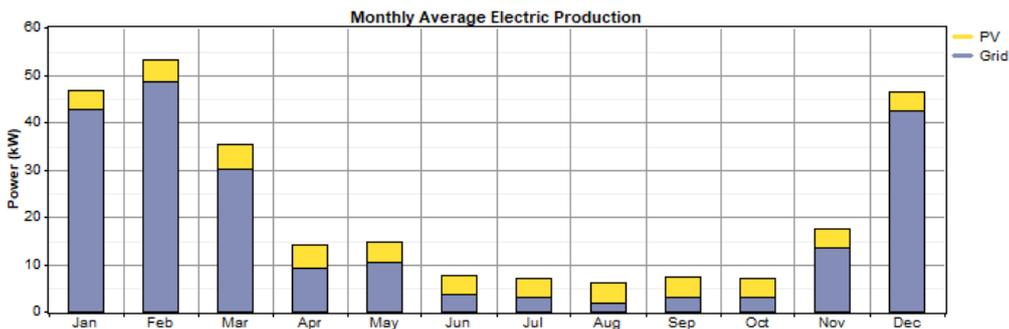


Figura 54. Promedio de producción eléctrica mensual con 20% de energía renovable. Fuente: [Propia]

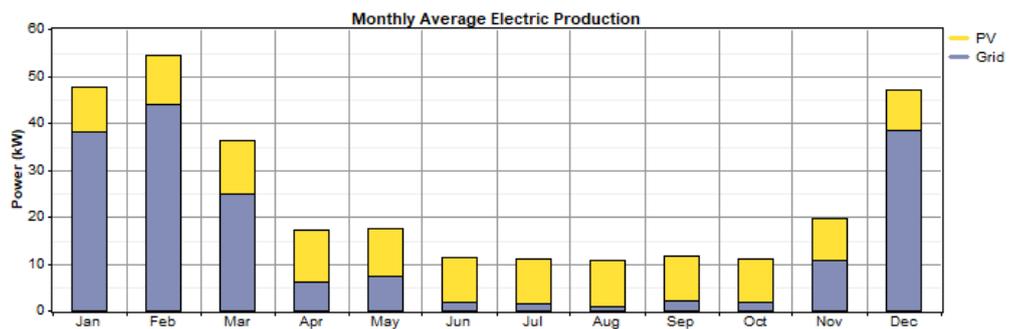


Figura 55. Promedio de producción eléctrica mensual con 40% de energía renovable. Fuente: [Propia]

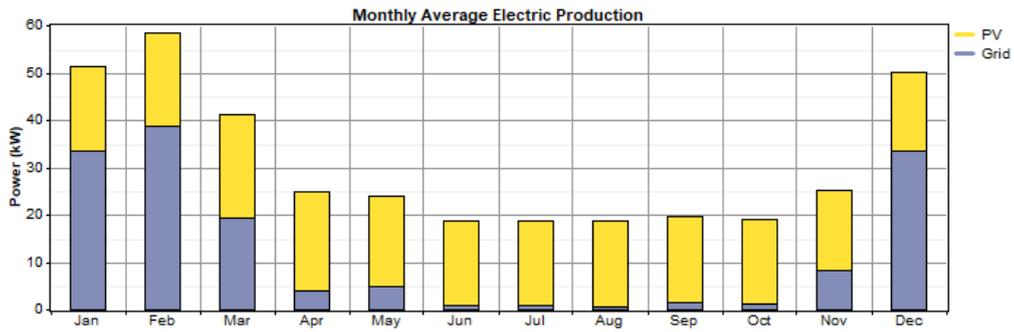


Figura 56. Promedio de producción eléctrica mensual con 60% de energía renovable. Fuente: [Propia]

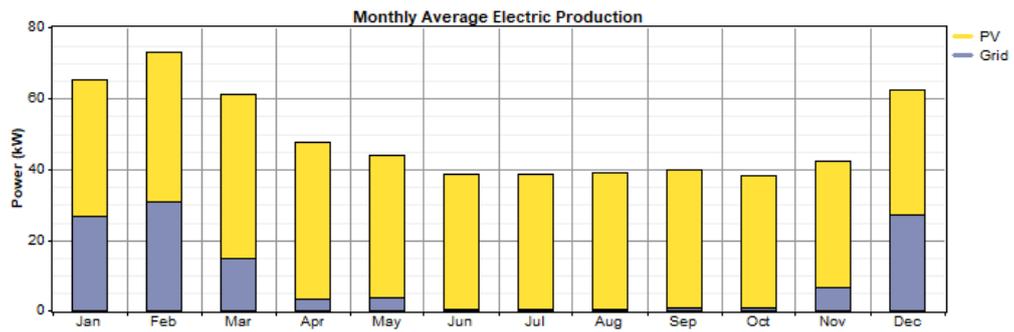


Figura 57. Promedio de producción eléctrica mensual con 80% de energía renovable. Fuente: [Propia]

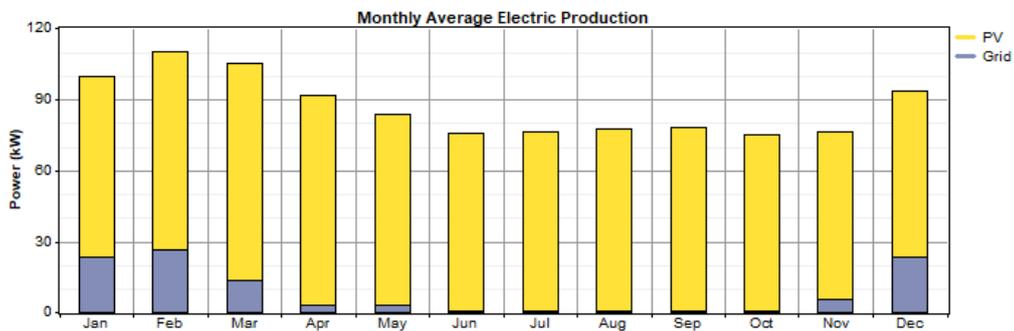


Figura 58. Promedio de producción eléctrica mensual con 90% de energía renovable. Fuente: [Propia]

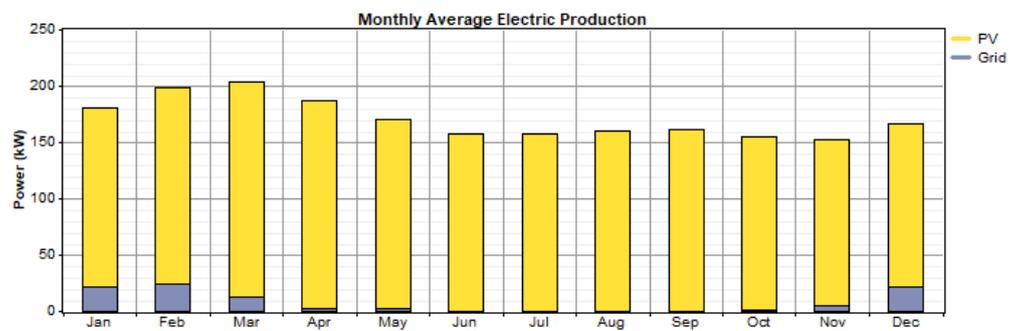


Figura 59. Promedio de producción eléctrica mensual con 95% de energía renovable. Fuente: [Propia]

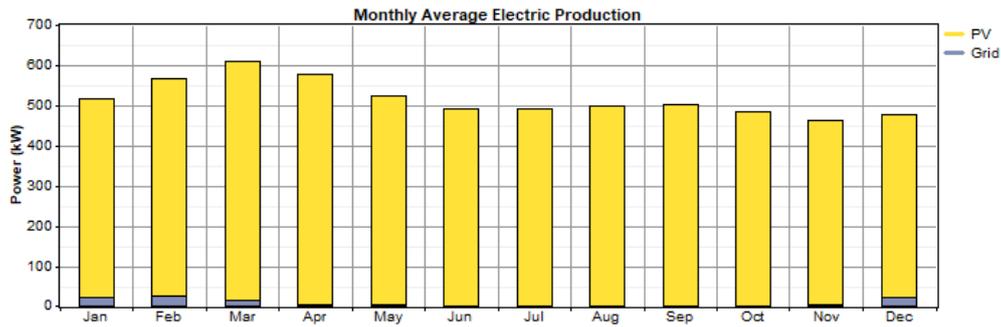


Figura 60. Promedio de producción eléctrica mensual con 99% de energía renovable. Fuente: [Propia]

Ren. Frac.	PV (kW)	N° de paneles	Eólica (kW)	N° de aerogen.	Red (kW)	Inversor cargador (kW)	N° de inversores	Bat.
0%	0	0	0	0	1000	0	0	0
20%	21.8	84	0	0	1000	16	2 ⁴	0
40%	50	192	0	0	1000	60	2	0
60%	94.6	364	0	0	5000	90	3	0
80%	201	773	0	0	5000	180	6	0
90%	400	1538	0	0	5000	270	9	0
95%	832	3200	0	0	5000	750	25	0
99%	2600	10000	0	0	10000	2280	76	0

Tabla 20. Arquitectura del sistema de las diferentes configuraciones. Fuente: [Propia]

La tabla 20 resume la arquitectura del sistema de las diferentes configuraciones simuladas. Conforme el emplazamiento de COCAFAL no es viable utilizar aerogeneradores, las simulaciones demostraron que debido a la baja velocidad promedio anual del viento, no es rentable generar con eólica por su bajo factor de utilización. Debido a que todas las configuraciones se simularon con conexión a red (importa y exporta), las simulaciones indicaron que un respaldo con baterías no sería necesario, en caso de instalarse la inversión inicial se aumentaría, y el COE sería mayor, aumentando de igual manera el tiempo de retorno de la inversión; esto sucede de igual manera en el caso de la energía eólica.

Los Dmaps de las figuras 61 a 67, nos muestran la distribución de generación de energía eólica a lo largo del año, mostrando las horas del día en las que la generación es mayor, como también las horas en las que hay generación. Todo lo sombreado en negro del Dmap indica que en ese momento no hay generación de energía.

⁴ Para el 20% Ren. Frac. inversor cargador de 8 kW cada uno, todas las demás configuraciones simuladas con inversor de 30 kW.

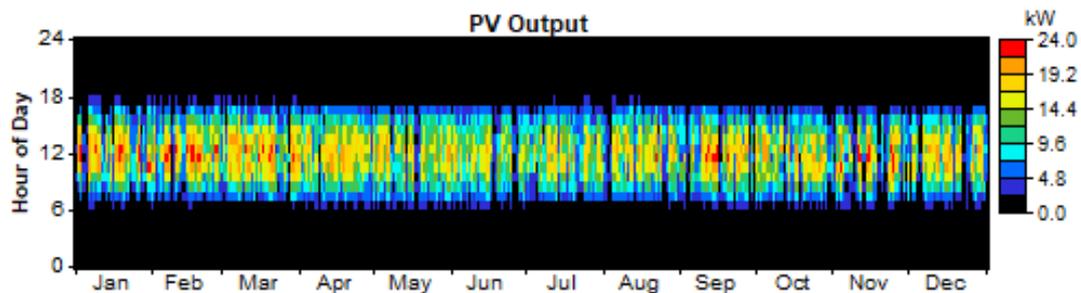


Figura 61. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 20%. Fuente: [Propia]

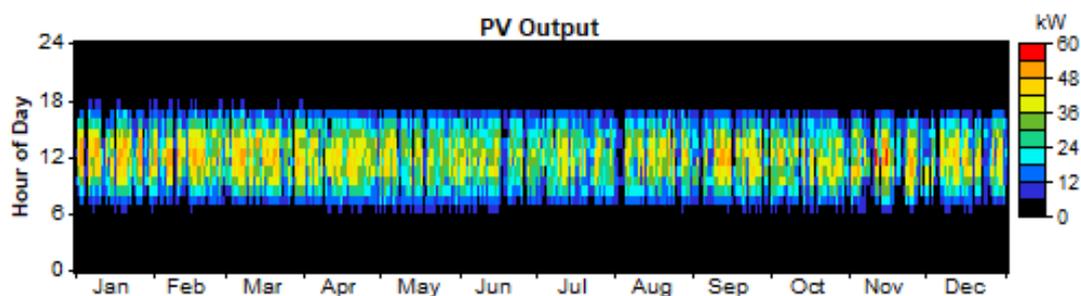


Figura 62. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 40%. Fuente: [Propia]

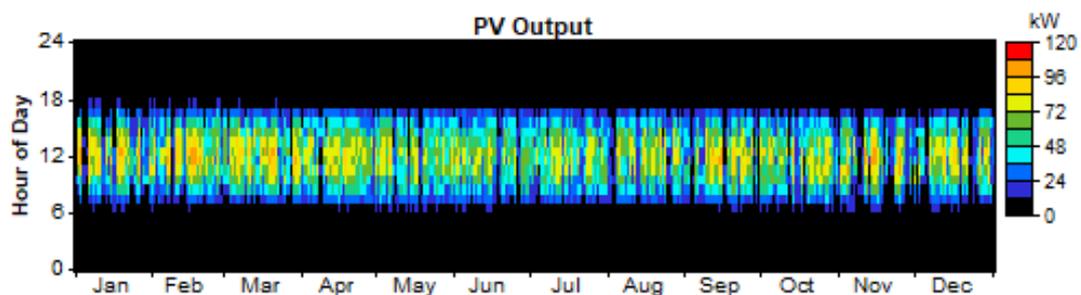


Figura 63. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 60%. Fuente: [Propia]

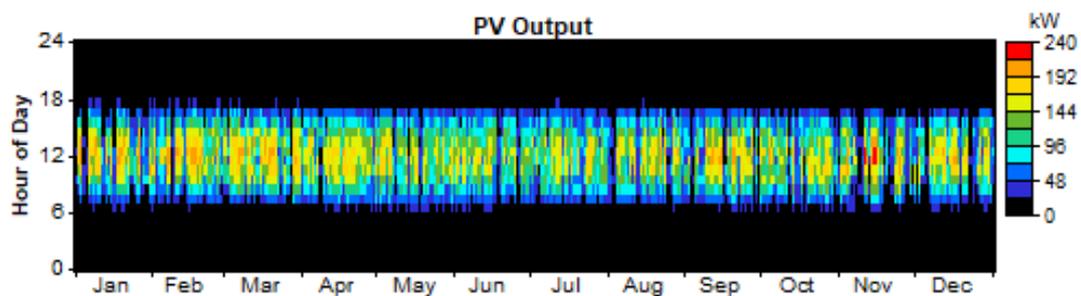


Figura 64. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 80%. Fuente: [Propia]

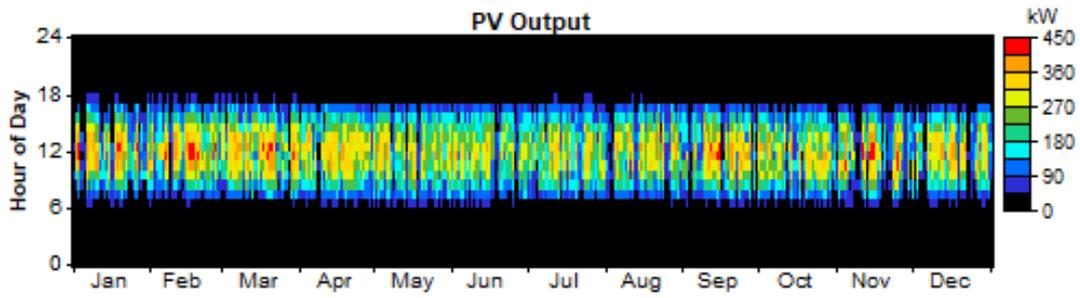


Figura 65. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 90%. Fuente: [Propia]

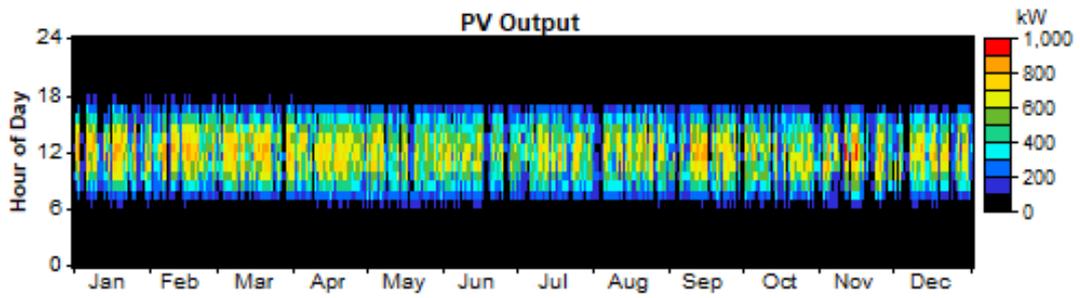


Figura 66. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 95%. Fuente: [Propia]

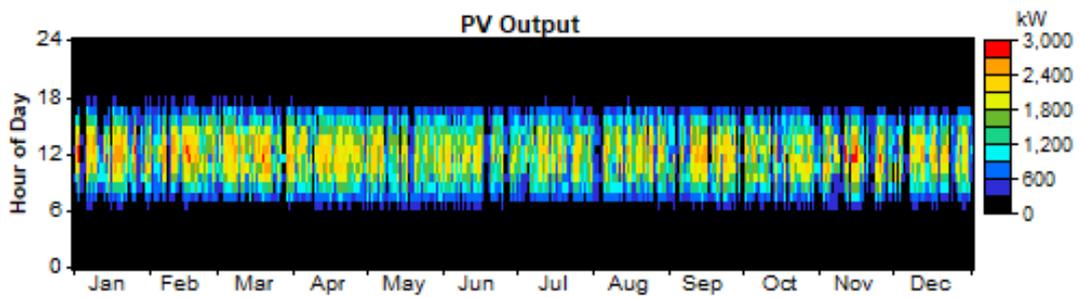


Figura 67. Dmap generación de energía fotovoltaica fracción Renovable del 95%. Fuente: [Propia]

CAPITULO 6. ESTUDIO ECONÓMICO

Con el fin de determinar la viabilidad económica del estudio técnico antes realizado, se presenta en este capítulo la evaluación económica de las diferentes configuraciones del sistema híbrido renovable presentado. Para determinar la mejor opción se utiliza un criterio tanto técnico como económico, haciendo uso del tiempo de retorno de la inversión con el fin de establecer la opción más rentable a invertir.

6.1. RETORNO DE LA INVERSIÓN

Como se ha explicado en capítulos anteriores, se ha propuesto un sistema híbrido renovable para suplir ya sea una parte o la totalidad de la demanda de energía eléctrica de la planta procesadora de café COCAFAL, se realizó un estudio supliendo desde un 20% hasta el 100% de la demanda con energía renovable. Actualmente esta empresa utiliza únicamente la red para suplir su demanda, teniendo un costo de la energía de 0.21 \$/kWh. El retorno de la inversión se calcula relacionando el precio actual con el costo de la energía de las diferentes configuraciones propuestas. Como se verá más adelante, conforme aumenta el porcentaje de energía cubierta con renovable el retorno de la inversión varía según el porcentaje, comportándose de manera no lineal como puede observarse en la figura 68. Al cubrir en mayor manera el consumo con energía renovable, se ve obligado a aumentarse la capacidad instalada para asegurar el suministro, lo que encarece considerablemente el precio de la energía.

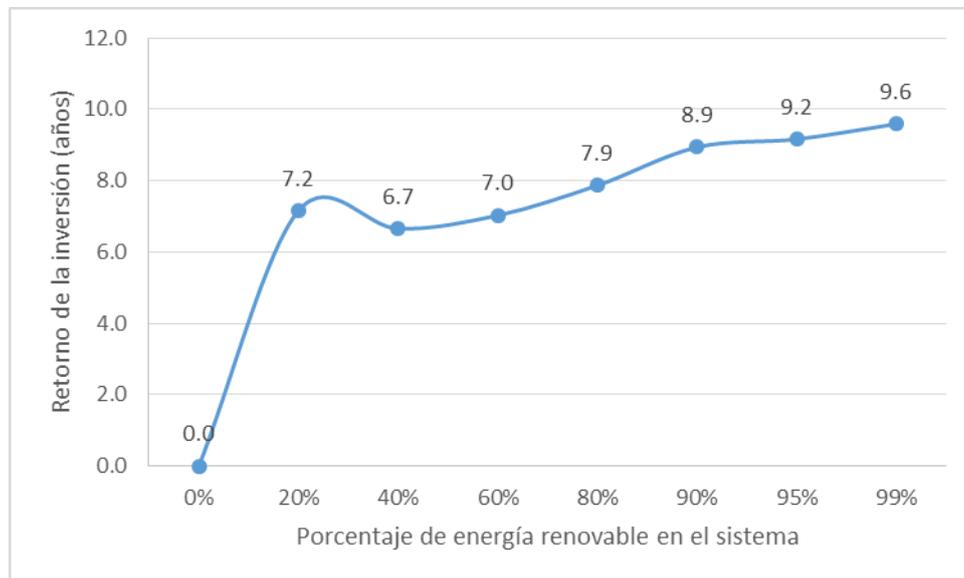


Figura 68. Fracción renovable vs retorno de la inversión. Fuente: [Propia]

La figura 68 muestra el comportamiento del retorno de la inversión (en inglés “Payback”) dependiendo el porcentaje de energía renovable en el sistema, como se mencionó en el capítulo anterior, para efectos de cálculo se utilizó un “annual interest rate” de 6.17% que corresponde al 2017 en Honduras.

El cálculo del tiempo de retorno de la inversión (TRI) se realizó de la siguiente manera:

$$TRI = \frac{\text{Inversión inicial (\$)}}{O\&M_{base} - O\&M_{renovable}} \quad (6.1)$$

Dónde: O&M = operación y mantenimiento

Tomando como ejemplo la configuración que cubre 40% de la energía consumida con renovable, obtenemos:

$$TRI = \frac{80,532 \$}{38,041.65 \frac{\$}{año} - 26,293 \frac{\$}{año}} = 6.7 \text{ años} \quad (6.2)$$

Este mismo cálculo se realiza para las demás configuraciones. Como pudo verse en la figura 68, bajo el criterio del retorno de la inversión, la opción más rentable es la que cubre el 40% del consumo con energía renovable, ya que es la que tiene el retorno de la inversión más bajo, aunque el costo de la energía no sea el más bajo. Cabe destacar que en Honduras el precio de compra y venta de energía es constante.

6.2. REDUCCIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

El sistema propuesto en este estudio en cualquiera de sus diferentes configuraciones reduce las emisiones de CO₂ al ambiente, como se comentó anteriormente. Con esta reducción de emisiones se puede obtener un beneficio extra cotizando en el mercado de carbono y reduciendo de esta manera el retorno de la inversión. Para realizar este análisis se tomó como valor de referencia el precio promedio anual de 2018 tomado del Sistema europeo de negociación de CO₂ que corresponde a 10.42€ (12.66\$) [51]. El beneficio obtenido será:

$$\text{Ganancia Reducción CO}_2 = \text{Reducción Emi. CO}_2 * \text{Precio Ton CO}_2 \quad (6.3)$$

Para la configuración del 40% de energía renovable:

$$\text{Ganancia Reducción CO}_2 = 56 \frac{\text{Ton}}{\text{año}} * 12.66 \frac{\$}{\text{Ton}} = 705 \frac{\$}{\text{año}} \quad (6.4)$$

Aplicando este beneficio al tiempo de retorno de inversión, se consigue una reducción en el tiempo en que el proyecto se paga, siguiendo con el caso de la configuración del 40%, obtenemos:

$$TRI = \frac{\text{Inversión inicial (\$)}}{(O\&M_{base} - O\&M_{renovable}) + \text{Ganan.Red.CO}_2} \quad (6.5)$$

$$TRI = \frac{80,532 \$}{(38,041.65 \frac{\$}{año} - 26,293 \frac{\$}{año}) + 705 \frac{\$}{año}} = 6.3 \text{ años} \quad (6.6)$$

La tabla 21 resume los resultados de las diferentes configuraciones analizadas en este estudio, considerando las ganancias que se pueden obtener por los bonos de reducción de emisiones de CO₂, y el nuevo tiempo de retorno de la inversión que se consigue con este último.

Fracción Renovable	Inversión Inicial (\$)	COE (\$/kWh)	Reducción CO ₂ (ton/yr)	Bono (12.66 \$/ton CO ₂)	TRI con bono CO ₂ (años)
0%	0	0.21	0	0	0.0
20%	37,562	0.197	22	284.19	6.8
40%	80,532	0.178	56	704.68	6.3
60%	147,917	0.158	105	1331.76	6.6
80%	311,630	0.127	222	2815.43	7.3
90%	604,583	0.099	416	5270.48	8.3
95%	1,286,728	-0.080	922	11674.56	8.5
99%	4,026,772	-0.364	2,879	36442.09	8.8

Tabla 21. Resultados según fracción renovable y bonos de reducción de CO₂. **Fuente:** [Propia]

Como puede verse en la Tabla 21, la configuración que tiene el TRI más bajo es la que cubre el 40% del consumo con energía renovable. Por lo que usando el criterio del TRI más bajo que en este caso corresponde a 6.3 años, se determinó que la mejor opción es esta configuración a pesar de que el costo de la energía “COE” (del inglés Cost Of Energy) no es el más bajo.

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

- Conforme a los resultados obtenidos de todas las simulaciones realizadas y tomando como criterio de selección de la mejor opción el tiempo de retorno de la inversión (TRI, en inglés Payback), el sistema híbrido más rentable es el que cubre el 40% de la energía con renovables, puesto que este es el que tiene el TRI más bajo de todas las configuraciones estudiadas. Si bien las configuraciones analizadas que cubren un mayor porcentaje tienen costos de la energía mucho más bajos, sus tiempos de retorno de la inversión son mayores; considerando que este proyecto es del tipo autofinanciado, el tiempo de retorno de la inversión juega un papel muy importante. En el caso de que se recibieran subsidios especiales, estas configuraciones que tienen una fracción renovable mayor se volverían más rentables y atractivos.
- La potencia instalada para la configuración que tiene una fracción renovable del 40% es de 50kW en paneles fotovoltaicos, siendo estos un total de 192 paneles.
- La generación eólica según los resultados del estudio en el emplazamiento analizado, no es factible debido a la baja velocidad del viento. Puesto que, para lograr cubrir la demanda, se requeriría una enorme cantidad de aerogeneradores comparado a la cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios, volviendo el proyecto no rentable.
- Por la naturaleza del proceso productivo de las procesadoras de café, considerando que es prácticamente el mismo para todas ellas, no es rentable la gasificación de biomasa para suplir la demanda eléctrica y térmica. Esto debido a que las procesadoras tienen su pico de consumo durante 4 meses continuos y sólo en ellos tienen demanda térmica. De lo cual, el equipo de gasificación quedaría sub-utilizado haciendo esto que no sea rentable su utilización. Por ejemplo si un equipo tardase 7 años en pagarse usándose todo el año, si solo se utilizase 4 meses implicaría que se tardaría 3 veces más en pagarse, resultando en 21 años el tiempo de retorno de la inversión.
- El costo total para la instalación del sistema híbrido renovable con una fracción renovable del 40% es de 80,532 USD\$, este costo incluye el precio de los equipos, instalación y mano de obra, operación y mantenimiento. El precio actual de la energía para la procesadora es de 0.21 USD\$/kWh, siendo de 0.178 USD\$/kWh para la configuración seleccionada.
- Con la implementación de este sistema híbrido renovable se tendría una reducción de emisiones al ambiente de 56 ton CO₂ al año.

- Desarrollar un mejor marco regulatorio sobre la venta del excedente de energía en sistemas de autoconsumo, evitando dejar vacíos en las reglas de compra de energía a pequeños generadores.

CAPITULO 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Wikipedia, «Historia del café,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Historia_del_caf%C3%A9. [Último acceso: 10 Septiembre 2017].
- [2] R. S. Ponce, Historia del cultivo del cafeto en Honduras.
- [3] Honduras Tips, «Honduras ya es el quinto mayor exportador de café en el mundo,» 2017. [En línea]. Available: <http://www.hondurastips.hn/2017/07/10/honduras-ya-es-el-quinto-mayor-exportador-de-cafe-en-el-mundo/>. [Último acceso: 25 Septiembre 2017].
- [4] IHCAFE, Instituto Hondureño del Café, «Informe Estadístico Cosecha 2015-2016,» 2017.
- [5] Mapas de Honduras, «Mapa división departamental de honduras,» 2013. [En línea]. Available: <http://mapadehonduras.blogspot.com/2013/04/mapa-division-departamental-de-honduras.html>. [Último acceso: 12 Octubre 2017].
- [6] IHCAFE, Instituto Hondureño del Café, «MAPA DE LAS REGIONES CAFETALERAS DE HONDURAS,» [En línea]. Available: https://www.ihcafe.hn/?page_id=3720. [Último acceso: 19 Octubre 2017].
- [7] Coffee IQ, «RECOLECCIÓN DE CAFÉ,» [En línea]. Available: <http://www.coffeeiq.co/recoleccion-de-cafe/>. [Último acceso: 17 Octubre 2017].
- [8] LAVAZZA, «LA CALIDAD SE CONSTRUYE DESDE EL PRINCIPIO,» [En línea]. Available: http://www.lavazza.com/csa/coffee-passion/our-coffee/coffee_harvest/. [Último acceso: 17 Octubre 2017].
- [9] S. Jaime, Historia de la ENEE, Tegucigalpa, 2015.
- [10] R. Espinasa, L. Balza, C. Hineirosa, C. Sucre y F. Anaya, Dossier Energético: Honduras, Tegucigalpa, 2017.
- [11] Ley Marco del Subsector Eléctrico, Tegucigalpa: La Gaceta, 1994.
- [12] J. L. Sawin, K. Seyboth y F. Sverrisson, RENEWABLES 2016 GLOBAL STATUS REPORT (REN21), 2016.
- [13] M. E. Rojas Navarrete, Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), Ciudad de México: Naciones Unidas, 2016.

- [14] República de Honduras Visión de País 2010 – 2038 y Plan de Nación 2010- 2022, Tegucigalpa, 2010.
- [15] Ley de Promoción a la Generación Eléctrica con Recursos Renovables, Tegucigalpa: La Gaceta, 2007.
- [16] GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS, «Empresa Nacional de Energía Eléctrica,» 18 Diciembre 2017. [En línea]. Available: <http://www.enee.hn/index.php/electrificacion-nacional/117-sistema-electrico>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [17] La Tribuna, «Parque eólico de San Marcos de Colón comenzó a funcionar,» 08 02 2015. [En línea]. Available: <http://www.latribuna.hn/2015/02/08/parque-eolico-de-san-marcos-de-colon-comenzo-a-funcionar/>. [Último acceso: 22 Diciembre 2017].
- [18] Instituto Nacional de Estadística Honduras, Noviembre 2017. [En línea]. Available: <http://www.ine.gov.hn/>. [Último acceso: 18 Noviembre 2017].
- [19] ENEE, «HIDROELÉCTRICA PATUCA PATUCA III,» 20 Diciembre 2017. [En línea]. Available: [http://www.enee.hn/pdfs/PROYECTO%20PATUCA%20III%20\(WEB\)\).pdf](http://www.enee.hn/pdfs/PROYECTO%20PATUCA%20III%20(WEB)).pdf). [Último acceso: 20 Diciembre 2017].
- [20] D. A. Rivera, Interviewee, *Estabilidad de red de transmisión, Honduras*. [Entrevista]. 30 Enero 2018.
- [21] La Prensa, «Crisis energética en Honduras: vienen más apagones,» 04 Agosto 2014. [En línea]. Available: <http://www.laprensa.hn/honduras/tegucigalpa/735043-98/crisis-energ%C3%A9tica-en-honduras-vienen-m%C3%A1s-apagones>. [Último acceso: 22 Noviembre 2017].
- [22] Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, *Plan estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica 2016 - 2020*, Tegucigalpa, 2016.
- [23] La Gaceta, *LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA*, Tegucigalpa , 2014.
- [24] Empresa Energía Honduras, «¿QUIENES SOMOS Y QUE HACEMOS?,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.eeh.hn/es/ipaginas/ver/G2/9/quienes-somos/>. [Último acceso: 12 01 2018].
- [25] El Heraldo, «Honduras: Casi 630,000 clientes de la ENEE perdieron el subsidio,» 25 Marzo 2017. [En línea]. Available: <http://www.elheraldo.hn/economia/1065731-466/honduras-casi-630000-clientes-de-la-enee-perdieron-el-subsidio>. [Último acceso: 22 01 2018].

- [26] La Prensa, «Gasto del kilovatio hora es de L. 3.68,» 13 Enero 2018. [En línea]. Available: <http://www.laprensa.hn/economia/1142994-410/costo-energia-kilovatio-honduras>. [Último acceso: 25 01 2018].
- [27] E. Mejía, «INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES EN LA RED ELÉCTRICA DE HONDURAS: EXPERIENCIAS INTERNACIONALES Y RECOMENDACIONES,» Banco Interamericano de Desarrollo, BID, 2015.
- [28] SIEPAC, «INFORME GENERAL. Antecedentes, estado actual y perspectivas del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC),» 2014.
- [29] ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL, «SIEPAC,» San Salvador.
- [30] M. C. Tobajas, Instalaciones solares fotovoltaicas, Madrid: Cano Pina-Ceysa, 2014.
- [31] J. L. B. Manzanares, Tecnología de células solares de silicio cristalino, Madrid, 2007/2008.
- [32] C. A. Gasca Estrada y J. Islas Samperio, Energías Alternas: Propuesta de Investigación y Desarrollo Tecnológico para México, México, D. F.: Academia Mexicana de Ciencias, 2010.
- [33] TRITEC INTERVENTO, «Tipos de Paneles Fotovoltaicos,» [En línea]. Available: <http://www.tritec-intervento.cl/productos/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>. [Último acceso: 8 Diciembre 2017].
- [34] FLAGELLUM. IMPULSANDO LA COMPRESIÓN DE LA CIENCIA., «3DCiencia,» 4 Enero 2017. [En línea]. Available: <https://flagellum.wordpress.com/2017/01/04/feliz-ano-nuevo-comenzamos-vuelta-al-sol/>. [Último acceso: 4 Diciembre 2017].
- [35] J. Payá, «Basic concepts on solar radiation,» de *Advanced solar thermal technologies*, Valencia, 2017.
- [36] H. Li, Y. Lian, X. Wang, W. Ma y L. Zhao, «Solar constant values for estimating solar radiation,» *In Energy*, vol. 36, nº 3, pp. 1785-1789, ISSN 0360-5442, 2011.
- [37] C. Vargas, «Microrredes - Sistemas Fotovoltaicos,» de *Redes eléctricas inteligentes*, Valencia, 2017.
- [38] AVC, «The Bull Case For Solar,» 30 Julio 2015. [En línea]. Available: <http://avc.com/2015/07/the-bull-case-for-solar/>. [Último acceso: 15 Diciembre 2017].

- [39] Bester, «AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO DOMÉSTICO. COMPONENTES Y TIPOS.» 1 Diciembre 2015. [En línea]. Available: <https://bester.energy/blog/autoconsumo-fotovoltaico-domestico-componentes-y-tipos/>. [Último acceso: 13 Diciembre 2017].
- [40] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems. Design, Analysis, and Operation*, Boca Raton, FL.: Taylor & Francis Group, 2006.
- [41] C. Vargas, «Integración de las fuentes de energía en una microrred, Energía eólica,» de *Redes eléctricas inteligentes*, Valencia, 2017.
- [42] F. M. Gonzalez-Longatt, «SlideShare, Capítulo 2.6: Sistemas Eólicos - Sistemas de Generación Distribuida,» 19 marzo 2016. [En línea]. Available: <https://www.slideshare.net/fglongatt/capitulo-26-sistemas-elicos-sistemas-de-generacion-distribuida>. [Último acceso: 7 mayo 2018].
- [43] Asociación Eólica de Galicia, «La rosa de los vientos,» [En línea]. Available: <http://www.ega-asociacioneolicagalicia.es/es/elvientoengalicia/larosadelosvientos.php>. [Último acceso: 7 mayo 2018].
- [44] S. Yashwant, G. S.C. y A. Kumar Bohre, «Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, nº 2, pp. 2217-2235, 2018.
- [45] CALCULATIONSOLAR BLOG, «CALCULO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED,» 11 abril 2013. [En línea]. Available: <http://calculationsolar.com/blog/?p=7>. [Último acceso: 18 enero 2018].
- [46] S. Sinha y S. Chandel, «Review of software tools for hybrid renewable energy systems,» *ELSEVIER*, vol. 32, pp. 192-205, 2014.
- [47] N. S. m. a. S. E. -. Choices, «ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER,» 22 Febrero 2018. [En línea]. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=&step=1&lat=14.605836&lon=-88.784428&submit=Submit>. [Último acceso: 22 Febrero 2018].
- [48] H. I. Rate, «TRADING ECONOMICS,» 2018. [En línea]. Available: <https://tradingeconomics.com/honduras/interest-rate>. [Último acceso: 15 Febrero 2018].
- [49] H. E. t. a. e. l. m. r. p. l. ENEE, «El Herald,» 30 Enero 2017. [En línea]. Available: <http://www.elheraldo.hn/economia/1039952-466/honduras-energ%C3%ADa-t%C3%A9rmica-a%C3%BAn-es-la-m%C3%A1s-rentable-para-la-enee>. [Último acceso: 16 Enero 2018].

[50] FENERCA, Reducción de las Emisiones de Carbono, San José.

[51] SENDECO2, «Sistema europeo de negociación de CO2,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>. [Último acceso: 26 04 2018].

[52] FENERCA, Manual de Energía Renovable, "Reducción de las emisiones de carbono", San José Costa Rica.

ANEXOS

Ficha técnica Panel solar.

Panel solar Ecosolar 260W alto rendimiento

Placa fotovoltaica Ecosolar de 260W de potencia para uso en instalaciones solares a 24V. Se ha fabricado mediante células de silicio policristalino de alto rendimiento. Dispone de cristal extrarresistente y de cableado y conectores MC4 para una fácil instalación. Permite generar electricidad a partir de la radiación solar y utilizarla para cualquier tipo de consumo eléctrico que se necesite. Disponen de 5 años de garantía ante defectos de fabricación y de 25 años de garantía de rendimiento. Se puede utilizar mediante regulador MPPT en instalaciones solares autónomas en viviendas, casas de campo, fincas, naves, etc. También se pueden utilizar en instalaciones de autoconsumo solar. Panel de la marca española Ecosolar con la mejor calidad precio del mercado.

Envío gratuito

219.00 €

IVA incluido

Añadir a la cesta

Financia tu compra al 0% de interés
en Damia Solar! Infórmate aquí

0%

Te gusta este producto? compártelo!



Características del producto

Panel solar Ecosolar 260W alto rendimiento

Panel Ecosolar de alta potencia.

Código del producto: da0089

Si

Características:

Potencia: 260W

Voltaje en circuito abierto (Voc): 37,92V

Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp): 31,25V

Corriente de cortocircuito (Isc): 8,87A

Corriente nominal (Imp): 8,34A

Sistema de voltaje máximo: 1000VDC

Tipo de célula: Policristalino

Número de células: 60

Dimensiones: 164 x 99 x 4 cm

Peso: 18,5 Kg

Garantía contra defectos de fabricación: 5 años

Garantía de rendimiento. 10 años al 90%, 25 años al 80%.

Ficha técnica aerogenerador Bornay Wind 25.3+

Datos técnicos			
Especificaciones técnicas	Wind 13+	Wind 25.2+	Wind 25.3+
Número de hélices	2	2	3
Diámetro	2,86 m	4,05 m	4,05 m
Material	Fibra de vidrio / Fibra de carbono		
Dirección de rotación	En sentido contrario a la agujas del reloj		
Especificaciones eléctricas			
Alternador	Trifásico de imanes permanentes		
Imanes	Neodimio		
Potencia nominal	1500 W	3000 W	5000 W
Voltaje nominal	220 v	220 v	220 v
RPM nominal	600	400	400
Velocidad de viento			
Rango de funcionamiento	2 - 30m/s		
Arranque	3 m/s		
Potencia nominal	12 m/s		
Frenado automático	14 m/s		
Máxima	60 m/s		
Especificaciones físicas			
Peso aerogenerador	41 kg	93 kg	107 kg
Bulto 1 (Aero.) - Peso	57 kg	135 kg	149 kg
Bulto 1 - Dimensiones (cm)	50x77x57	120x80x80	
Bulto 2 (Hélices) - Peso	6,8 kg	19 kg	22 kg
Bulto 2 - Dimensiones (cm)	153x27x7	220x40x15	260x40x15
Total - Volumen	0,23 m ³	0,90 m ³	0,91 m ³
Total - Peso	63,8 kg	154 kg	171 kg
Garantía	3 años		

Ficha técnica Batería Trojan

Modelo Trojan L16P-AC

Batería monoblock de ciclo profundo, excelente alternativa a las baterías estacionarias ya que al igual que estas ofrecen una larga vida útil, máxima profundidad de descarga pero con un coste inferior y espacio mas reducido.

Las baterías Trojan utilizan en exclusiva la tecnología Alpha Plus que aumenta los ciclos de vida de esta y reduce el mantenimiento.

- Capacidad C100 467Ah
- Voltios 6
- Peso 52 Kg
- Dimensiones 295mm x 178mm x 434mm
- Batería de ciclo profundo
- Gran ciclaje y larga vida útil.
- Mantenimiento reducido.

TIPO	V	CAPACIDAD AH			kWh 100 Hr	Dimensiones (mm) Lar x Anch x Alt	Peso (Kg)
		5 Hr	20 Hr	100 Hr			
L16RE-2V	2	909	1110	1235	2.47	294 x 178 x 450	54
T105 PLUS	6	185	225	-	-	264 x 181 x 272	28
T-145	6	215	260	287	1.72	264 x 181 x 295	33
J305P-AC	6	271	330	367	2.20	295 x 178 x 365	44
L16E-AC	6	303	370	-	-	311 x 178 x 417	46
L16P-AC	6	344	420	467	2.80	295 x 178 x 424	52
T-875	8	145	170	-	-	264 x 181 x 276	29
24TMX	12	70	85	94	1.13	286 x 171 x 248	21
27TMX	12	85	105	117	1.40	324 x 171 x 248	25
30XHS	12	105	130	144	1.73	355 x 171 x 256	30
J185E-AC	12	144	175	-	-	394 x 178 x 371	46
J185P-AC	12	168	205	226	2.71	394 x 178 x 371	52
J185H-AC	12	185	225	249	2.99	381 x 178 x 371	58

Ficha técnica inversor cargador Multiplus 8 kW

Multiplus Ecosolar 10Kva 8000W 48v MPPT (inversor + cargador + regulador)

Equipo solar de altas prestaciones para uso en instalaciones solares fotovoltaicas a 48V. Se ha creado mediante la combinación de 2 equipos Multiplus 5Kva 48V conectados entre ellos mediante el exclusivo paralelo kit de Ecosolar formando un equipo Multiplus 10kVA 8000W 48V. Gracias a ello se obtiene el doble de potencia y prestaciones que utilizando un solo equipo multiplus. De esta forma se consigue un inversor de onda pura de 8000W (16000W pico), un regulador MPPT de 160 amperios, y un cargador de baterías de 120A para disponer de una capacidad de respuesta excepcional.

Con el regulador MPPT se podrán utilizar una gran cantidad de placas solares de altas potencias y optimizar su rendimiento. Además con el cargador se podrá disponer en la instalación solar de una fuente externa de apoyo como un grupo electrógeno o la propia red eléctrica. Se aconseja el uso de este producto en grandes instalaciones solares en casas, viviendas autónomas o donde haya consumos de electricidad elevados.

Envío gratuito

2125.00 €

IVA incluido

[Añadir a la cesta](#)

Financia tu compra al 0% de interés en Damia Solar! Infórmate aquí **0%**

Te gusta este producto? compártelo!    

Características del producto

Multiplus Ecosolar 10Kva 8000W 48v MPPT (inversor + cargador + regulador)

Mediante el paralelo kit suma la potencia de 2 Multiplus 5Kva ofreciendo 8000W de potencia nominal.

Código del producto: da0380

Características:

- Potencia nominal total: 10.000VA (10Kva) / 8000W.
- Voltaje de entrada: 48V.
- Rango de voltaje seleccionable: 170-280 VAC (para ordenadores) 90-280 VAC(para electrodomésticos del hogar).
- Rango de frecuencia: 50Hz/60Hz (detección automática).
- Regulación del voltaje de salida (modo batería): 230 VAC +-5%
- Potencia máxima (picos de arranque): 20.000VA (20Kva).
- Eficiencia: 93%.
- Tiempo de transferencia: 10 ms (para ordenadores) 20 ms (para electrodomésticos).
- Tipo de onda: Onda sinusoidal pura.
- Tensión de la batería: 48V.
- Voltaje de carga en flotación: 54V.
- Protección por sobrecarga: 60V.
- Consumo de energía total en stand-by: 4W.

Ficha técnica inversor 30 kW

El nuevo inversor solar SMA Sunny Tripower TL -US es una unidad trifásica sin transformador con eficiencia máxima del 98%. Está certificado por UL hasta 1000 volts de corriente directa. Es un inversor adecuado para sistemas tanto de 600 como de 1000 volts de CD. Los inversores Tripower cuentan OptiTrac Global Peak que garantiza un mínimo de efectos de sombreado para maximizar el rendimiento general del sistema.

El Sunny Tripower dispone de funciones para panero de la red, sistemas de comunicación y supervisión. El inversor Sunny Tripower está equipado falla a tierra en todas la entradas y un AFCI integrado para una instalación eléctrica segura. Cuentan un amplio rango de voltage de entrada y dos MPPT independientes.



Nota: La unidad para conexiones CU1000-US-10 no viene incluida con los inversores Sunny Tripower.

Modelo: **STP30000TL-US-10**

Potencia nominal: **30,000 Watts**

Voltage de salida: **480/277 Volts WYE**

Características de los inversores SMA sin transformador:

- Máxima eficiencia del 98.7 %
- MPP Superior seguimiento con OptiTrac™
- Transformador , con topología H5
- OptiCool™ gestión activa de la temperatura
- Desconector de CD integrado
- SMA Power Balancer para conexión a red trifásica

Otros modelos de inversores Tripower:

Modelo SMA	Potencia de Entrada Max. Disponible a 240V	Número de canales MPPT
STP12000TL-US-10	12250	2
STP15000TL-US-10	15300	2
STP20000TL-US-10	20400	2
STP24000TL-US-10	24500	2
STP30000TL-US-10	30800	2

SMA America es un pionero en la conversión de energía fotovoltaica, comenzaron operaciones en 1981 en Alemania. Hoy en día son el fabricante de inversores número uno en todo el mundo con presencia en 15 países diferentes, incluyendo Mexico, Estados Unidos y Canadá. En 2011 abrió la academia solar en California para ayudar a los instaladores a entender la tecnología de SMA y llevar ese conocimiento a la casa de miles de propietarios en los EE.UU.

Los productos más conocidos de SMA son los inversores Sunny Island para aplicaciones fuera de red y los inversores Sunny para aplicaciones residenciales y pequeñas aplicaciones comerciales. En los últimos años se agregó la línea de inversores comerciales Tripower que van desde 12kW a 30kW por unidad. Algunos de sus inversores se ensamblan en Colorado y califican dentro del NAFTA. Todas sus unidades están y están listadas UL y cumplen con los requisitos más recientes en el Código Eléctrico Nacional (NEC).