



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

**ATLAS GEOGRÁFICO PARA USO EN DISEÑO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS
EN HONDURAS**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO:

INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

21611077 JEFFREY CAMILO ILIAS RODRIGUEZ

ASESOR METODOLÓGICO: ING. HÉCTOR VILLATORO

ASESOR TEMÁTICO: ING. JUAN CRUZ

CAMPUS SAN PEDRO SULA; JUNIO, 2021

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi novia por apoyarme siempre en el transcurso de esta investigación, a mi familia que también me apoyaron y me motivaban a seguir adelante.

Al Ing. Héctor Villatoro que me apoyó cada semana, fue un guía que me permitió seguir avanzando en la investigación y también agradezco los conocimientos que me proporcionó.

Al Ing. Juan Cruz que siempre estaba presente cuando necesitaba asesoramiento, le agradezco mucho que me haya ayudado con la idea y también agradezco los conocimientos que me brindó.

Finalmente, agradezco a mi amigo Óscar que me brindó su apoyo en algunos momentos de la investigación.

RESUMEN

El rubro de la generación fotovoltaica en Honduras ha ido creciendo a partir del año 2013 con la implementación de los incentivos a la generación de energía eléctrica con recursos solares, provocando un aumento en la oferta y demanda de la tecnología en el país. Debido a ello, la investigación tiene como fin ayudar a eficientizar la etapa de diseño de una instalación fotovoltaica, por lo menos en una etapa preliminar mediante la creación de un atlas geográfico que contiene la siguiente información: producción específica en el primer año y año veinticinco, irradiación horizontal anual, pérdidas por temperatura, temperatura promedio, temperatura máxima y mínima. Los parámetros meteorológicos se obtuvieron de la base de datos de Meteonorm 8.0 que proporciona PVSyst 7.2 y el sistema fotovoltaico utilizado en las simulaciones para obtener la producción específica en el primer año y año veinticinco junto con las pérdidas por temperatura consta de una instalación fotovoltaica conectada a red sobre terreno, módulos solares de 400 W con un arreglo solar de 25 módulos fotovoltaicos en una cadena y 8 cadenas en paralelo, orientados al sur con una inclinación de 15° y un inversor de 60 kW con 8 entradas MPPT. Se crearon dieciocho mapas a nivel departamental y siete mapas a nivel municipal los cuales son utilizados para presentar las siete variables. Los resultados obtenidos, para el nivel departamental, presentan cuáles departamentos poseen los valores más altos y bajos de las producciones específicas, irradiación horizontal anual, pérdidas por temperatura, temperatura promedio, temperatura máxima y temperatura mínima. Los mapas a nivel municipal muestran cuáles municipios poseen los valores más altos y bajos de las producciones específicas, irradiación horizontal anual, pérdidas por temperatura, temperatura promedio, temperatura máxima y mínima.

Palabras clave: atlas geográfico, mapas departamentales, producción específica en el primer año, producción específica en el año veinticinco, irradiación horizontal anual, pérdidas por temperatura, temperatura promedio, temperatura máxima, temperatura mínima, departamento, municipio, mapas municipales.

ABSTRACT

The field of photovoltaic generation in Honduras has been growing since 2013 with the implementation of incentives for the generation of electricity with solar resources, causing an increase in the supply and demand of technology in the country. Due to this, this research aims to help make the design stage of a photovoltaic installation more efficient, at least in a preliminary stage by creating a geographical atlas that contains the following information: specific production in the first year and year 25, annual horizontal irradiation, losses due to temperature, average temperature, maximum and minimum temperature. The meteorological parameters were obtained from the Meteonorm 8.0 database provided by PVsyst 7.2 and the photovoltaic system used in the simulations to obtain the specific production in the first year and year 25, together with the temperature losses, consists of a photovoltaic installation connected to grid, ground-mounted, 400 W solar modules with a solar array of 25 photovoltaic modules in a string and 8 strings in parallel, facing south with a 15 ° tilt and a 60 kW inverter with 8 MPPT inputs. Eighteen maps were created at the departmental level and seven maps at the municipal level, which are used to present the seven variables. The results obtained, for the departmental level, show which departments have the highest and lowest values of the specific productions, annual horizontal irradiation, losses due to temperature, average temperature, maximum temperature, and minimum temperature. Maps at the municipal level show which municipalities have the highest and lowest values of specific productions, annual horizontal irradiation, losses due to temperature, average temperature, maximum and minimum temperature.

Keywords: geographic atlas, departmental maps, specific production in the first year, specific production in the twenty-fifth year, annual horizontal irradiation, temperature losses, average temperature, maximum temperature, minimum temperature, department, municipality, municipal maps.

ÍNDICE DE CONTENIDO

I.	Introducción.....	3
II.	Planteamiento del Problema.....	5
2.1	Precedentes del Problema	5
2.2	Definición del Problema.....	5
2.3	Justificación.....	6
2.4	Preguntas de Investigación.....	6
2.5.1	Objetivo General.....	6
2.5.2	Objetivos Específicos.....	6
III.	Marco Teórico.....	8
3.1	Temperatura	8
3.2	Radiación Solar.....	8
3.3	Irradiancia e irradiación Solar.....	8
3.4	Sistemas Fotovoltaicos	9
3.4.1	Importancia de la temperatura en los módulos fotovoltaicos e inversores.....	10
3.4.2	Producción específica	12
3.5	Diseño de sistemas fotovoltaicos.....	14
3.5.1	Ubicación del emplazamiento	18
3.5.2	Montaje de los módulos solares.....	18
3.5.3	Cálculo del tamaño del sistema fotovoltaico conectado a red.....	20
3.6	Atlas Geográfico.....	24
3.7	Año típico meteorológico	25
IV.	Metodología.....	26

4.1	Enfoque	26
4.1.1	Hipótesis	27
4.2	Variables.....	27
4.2.1	Variables independientes	27
4.2.2	Variables dependientes.....	27
4.3	Técnicas e instrumentos aplicados	28
4.3.1	Técnicas.....	28
4.3.2	Instrumentos	28
4.4	Metodología de estudio.....	29
4.4.1	Recolección de las variables meteorológicas por municipio.....	30
4.4.2	Configuración del sistema fotovoltaico y producción específica.....	32
4.4.3	Generación de mapas	36
4.5	Cronograma de Actividades	37
V.	Resultados y Análisis.....	38
5.1	Información técnica por departamento en Honduras.....	38
5.1.1	Zona norte o atlántica	39
5.1.2	Zona occidental.....	45
5.1.3	Zona central.....	51
5.1.4	Zona Sur.....	53
5.1.5	Zona oriental	55
5.2	Información técnica por municipio en Honduras.....	57
5.2.1	Producción específica en el año uno	57
5.2.2	Producción específica en el año veinticinco.....	58

5.2.3	Irradiación horizontal anual.....	59
5.2.4	Pérdidas por temperatura	60
5.2.5	Temperatura promedio	61
5.2.6	Temperatura máxima	62
5.2.7	Temperatura mínima.....	63
VI.	Conclusiones	65
VII.	Recomendaciones.....	67
VIII.	Bibliografía.....	68
IX.	Anexos	72

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Diagrama conceptual de la investigación.....	2
Ilustración 2: Voltaje de circuito abierto versus la temperatura del módulo solar	10
Ilustración 3: Variación de la curva I-V a diferentes temperaturas.....	11
Ilustración 4: Generación promedio anual de energía con diferentes azimuts durante 6 años	13
Ilustración 5: Esquema de una instalación solar aislada.....	14
Ilustración 6: Esquema de una instalación conectada a red	15
Ilustración 7: Granja Solar Nacaome-Valle, Honduras	16
Ilustración 8: Esquema de una instalación híbrida solar-eólica.....	17
Ilustración 9: Ejemplo de montaje empotrado	19
Ilustración 10: Ejemplo de montaje sobre terreno	19
Ilustración 11: esquema metodológico de la investigación.....	26
Ilustración 12: metodología para el estudio	30
Ilustración 13: Información técnica de Cortés.....	39
Ilustración 14: Información técnica de Yoro	40
Ilustración 15: Información técnica de Atlántida.....	41
Ilustración 16: Información técnica de Colón.....	42
Ilustración 17: Información técnica de Gracias a Dios	43
Ilustración 18: Información técnica de Islas de la Bahía	44
Ilustración 19: Información técnica de Santa Bárbara.....	45
Ilustración 20: Información técnica de Copán.....	46
Ilustración 21: Información técnica de Ocotepeque.....	47
Ilustración 22: Información técnica de Lempira.....	48

Ilustración 23: Información técnica de Intibucá.....	49
Ilustración 24: Información técnica de La Paz.....	50
Ilustración 25: Información técnica de Comayagua.....	51
Ilustración 26: Información técnica de Francisco Morazán.....	52
Ilustración 27: Información técnica de Valle.....	53
Ilustración 28: Información técnica de Choluteca.....	54
Ilustración 29: Información técnica de Olancho.....	55
Ilustración 30: Información técnica de El Paraíso.....	56
Ilustración 31: Producción específica (año 1) por municipios en Honduras.....	57
Ilustración 32: Producción específica (año 25) por municipios en Honduras.....	58
Ilustración 33: Irradiación horizontal anual de los municipios de Honduras.....	59
Ilustración 34: Pérdidas por temperatura que posee cada municipio de Honduras.....	60
Ilustración 35: Temperatura promedio por municipio en Honduras.....	61
Ilustración 36: Temperatura máxima por municipio en Honduras.....	62
Ilustración 37: Temperatura mínima por municipio en Honduras.....	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Cuadro resumen de los componentes del sistema analizado y simulado en esta investigación.....	34
Tabla 2: Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico.....	34
Tabla 3 Especificaciones técnicas del inversor.....	34
Tabla 4: Detalles de la orientación de los módulos solares.....	35
Tabla 5: Resumen de las pérdidas consideradas en el sistema fotovoltaico.....	35
Tabla 6: Cronograma de actividades.....	37

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Número de módulos requeridos.....	20
Ecuación 2: Distancia mínima entre filas de módulos solares.....	20
Ecuación 3: $V_{\text{máx}}$. modulo en condiciones de temperatura mínima.....	21
Ecuación 4: Número máximo de módulos en una cadena.....	21
Ecuación 5: Cociente de corrientes para el número máximo de cadenas en paralelo.....	22
Ecuación 6: Voltaje mínimo del módulo fotovoltaico.....	22
Ecuación 7: Número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados a un inversor.....	23
Ecuación 8: Fórmula para el cálculo de la sección de un cable eléctrico.....	23

ÍNDICE DE ANEXO

Anexo 1: Datos tabulados por municipio	72
Anexo 2: Interfaz de QGIS.....	86
Anexo 3: Primer paso para la instalación de complementos QGIS.....	86
Anexo 4: Complemento HCMGIS instalado	87
Anexo 5: Selección de la capa base de Google Maps.....	88
Anexo 6: Selección del GADM.....	89
Anexo 7: Ventana para descargar el mapa del país de Honduras.....	90
Anexo 8: Mapa por departamento y municipio generado de Honduras	91
Anexo 9: Adición de un atributo y selección del campo de nombre	92
Anexo 10: Definición del atributo como numero decimal	93
Anexo 11: Tabla de atributos y selección del departamento de Valle.....	94
Anexo 12: Proceso de cortado de capa en QGIS	95
Anexo 13: Selección de la herramienta de generación de mapas y ventana de esta	96

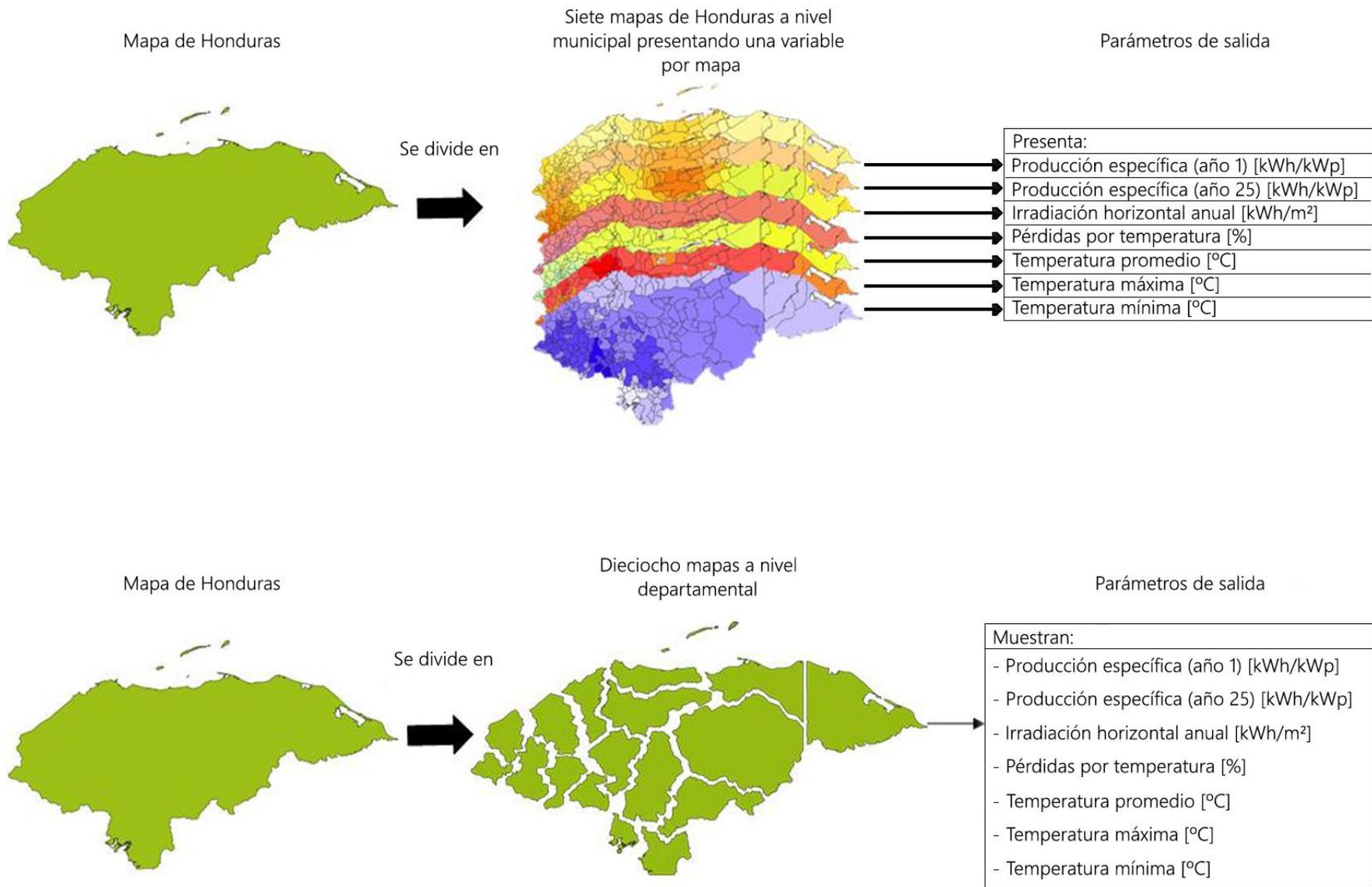


Ilustración 1: Diagrama conceptual de la investigación

Fuente: Elaboración propia

I. INTRODUCCIÓN

La tecnología fotovoltaica ha ido creciendo en el mundo a lo largo de los años, por ejemplo, a finales del año 2013 la capacidad instalada acumulada a nivel mundial era de aproximadamente de 134 GW (IEA, 2014) y para finales el año 2019 fue de 617.2 GW (IEA, 2020) teniendo un crecimiento promedio de 81.68 GW que se añadían anualmente a nivel mundial (IEA, 2019). En el caso de Honduras el crecimiento de la energía fotovoltaica comenzó en el año 2013 con la modificación del decreto No. 138-2013 de la ley de promoción a la generación de energía eléctrica con recursos renovables proporcionando la apertura a los proyectos de generación fotovoltaica en el país. Debido a ello, para el año 2015 la capacidad instalada de energía solar correspondía al 17.2 % de la matriz eléctrica (Flores, y otros, 2018) y para el año 2020 la capacidad instalada aumentó hasta un 19.8 % (Rodríguez, 2020). En vista de este crecimiento se ve oportuno mejorar las etapas que conlleva una instalación fotovoltaica con el propósito de mejorar los servicios de este rubro debido a que la demanda y oferta en el país han ido incrementando.

Por consiguiente, la investigación tiene como objetivo crear un atlas que ayude a disminuir el tiempo del proceso de diseño, por lo menos en una etapa preliminar por medio de un atlas de diseño para Honduras el cuál contendrá veinticinco mapas mostrando la siguiente información: producción específica en el primer año, producción específica en el año veinticinco del sistema fotovoltaico, irradiación horizontal anual, las pérdidas por temperatura debido al emplazamiento del proyecto, temperatura promedio, temperatura máxima y temperatura mínima.

En primer lugar, se recopilarán las variables meteorológicas de cada municipio de Honduras mediante la base de datos Meteonorm 8.0 que proporciona PVSyst, en segundo lugar, se definirá una configuración para el sistema fotovoltaico para que pueda ser simulado en cada uno de los municipios para conocer la producción específica de cada uno, así como también las pérdidas por temperatura que puede haber debido a la localización geográfica de la instalación fotovoltaica. Por último, se presentará la información obtenida a través de mapas, tanto a nivel municipal como departamental, de Honduras para que el lector tenga una fácil lectura de los datos.

Algunos trabajos similares a este son: IHCIT (Instituto Honduras de Ciencias de la Tierra) (2012) realizaron en Honduras un atlas climático y de gestión de riesgos el cual contiene mapas sobre parámetros meteorológicos mensuales, mapas geográficos y mapas de susceptibilidad a inundaciones. Ávila et al. (2012) elaboraron un atlas de radiación solar en España el cual presenta la irradiación global, directa y difusa mensual que incide sobre el país. Pettazzi y Casado (2011) trabajaron en un atlas que proporciona información mensual y anual de la insolación, índices de claridad, horas de sol para cielo despejado y fracción de cubierta nubosa en Galicia. UPME (Unidad de planeación minero-energética) e IDEAM (Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales) (2005) realizaron un atlas solar de Colombia el cual presenta los valores promedio diario y mensuales de radiación solar global, brillo y radiación ultravioleta. Gallegos y Righini (2007) elaboraron un atlas que ilustra el promedio de la irradiación solar global diaria y el promedio de la heliofanía efectiva diaria para cada mes en la República Argentina.

Similar a los estudios mencionados anteriormente, este atlas geográfico presentará, a través de dieciocho mapas a nivel departamental y siete a nivel municipal, parámetros útiles para el diseño de los sistemas fotovoltaico conectado a red sobre terreno en Honduras. El trabajo se desarrollará mediante recopilación de información de la base de datos del Meteonorm 8.0 y simulaciones en cada municipio del país.

La presente investigación está estructurada en seis capítulos: el primer capítulo es el planteamiento del problema en el cual se define y justifica el problema. También se presentan los antecedentes de ésta, además en esta sección se plantea el objetivo de la investigación. El capítulo dos es el marco teórico donde se exponen conceptos básicos, información de sustento para la investigación y temas necesarios para comprender la metodología. En el tercer capítulo, se encuentra la metodología en la cual se muestra el enfoque de la investigación y se explican los métodos que se utilizarán para realizar el atlas geográfico. En cuarto lugar, se encuentran los resultados y el análisis, en este apartado se presentarán los mapas con la información recopilada, así como también comentarios sobre aspectos importantes que se descubrieron durante las simulaciones y recopilado de datos. El quinto capítulo corresponde a las conclusiones que se obtuvieron luego de analizar los resultados, así como también las limitaciones y por último se encuentran las recomendaciones, las cuales exponen las sugerencias basadas en las conclusiones.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se explica el origen, la definición y la razón del problema, así como también las preguntas que surgen con el fin de comprender o formular posibles soluciones para la investigación. Por último, se presentarán los objetivos generales y específicos de la misma.

2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA

Debido a la constante evolución que han tenido los módulos solares en eficiencia y en reducción de costo de adquisición, han tenido un auge en el mundo y en Honduras comenzó con “los decretos realizados por el congreso nacional y publicados en el diario oficial La Gaceta donde presentan la LEY DE PROMOCIÓN A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES en el 2007 y realizando modificaciones a través del decreto No. 138-2013 para incluir incentivos para la generación de energía eléctrica con recursos solares” (Reyes, Ferrufino, & Álvarez, 2019). A partir de dichas reformas el rubro de la generación fotovoltaica empezaba a crecer en Honduras

Para el año 2018 la ENEE menciona que “el mercado hondureño de energía solar comercial e industrial es bastante diferente de lo que era en 2012 comenzando por los cambios en las tarifas de electricidad (entre 11 y 18 centavos el kWh), costos de instalación de los paneles, regulaciones legales, y la disponibilidad de instaladores en la región” (Equipo Cambio Climático, 2018)

El desarrollo de dicho mercado trae consigo un incremento en la oferta y la demanda de proyectos solares para autoconsumo o generación en el país por lo que se ve conveniente tener a disposición un atlas geográfico que venga a eficientizar la etapa de diseño o que ayude como referencia para sintetizar cálculos de pre-dimensionado.

2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La falta de un documento de referencia o atlas geográfico enfocado en el diseño de sistemas fotovoltaicos trae una disminución de la eficiencia en los tiempos de diseño porque los técnicos deben invertir tiempo en buscar y encontrar la fuente de información que contenga las variables que necesitan para luego trabajar en sus respectivos cálculos.

2.3 JUSTIFICACIÓN

La disposición de un atlas geográfico mejorará los tiempos de diseño de los sistemas fotovoltaicos debido a que la mayoría de la información requerida para los cálculos o pre-dimensionado estarán concentrados en un solo documento, al alcance y de fácil lectura.

2.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Cuáles son las variables que se consideran útiles en el diseño de sistemas fotovoltaicos para mostrarse en mapas?
2. ¿Qué metodología debería utilizar para obtener las variables de temperatura promedio, temperatura máxima, pérdidas por temperatura, temperatura mínima e irradiación anual horizontal?
3. ¿Cuál configuración de sistema fotovoltaico sería conveniente simular en Honduras?
4. ¿Qué producción específica tendrán los municipios de Honduras en el primer año y año veinticinco del proyecto y cuánto porcentaje de pérdida por temperatura habrá en cada uno de ellos?
5. ¿Cómo se generarán los 18 mapas a nivel departamental y que información mostrarán cada uno de ellos?
6. ¿Cómo se generarán los 7 mapas a nivel municipal y que información mostrarán cada uno de ellos?

2.5.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar un atlas geográfico de diseño por municipio para sistemas fotovoltaicos en Honduras a través de los softwares QGIS y PVsyst para ayudar al cálculo de pre-dimensionado y reducir el tiempo de los diseños de proyectos de generación fotovoltaica.

2.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar las variables que se consideren útiles para mostrar en los mapas que se generarán.

2. Obtener los datos de temperatura promedio, temperatura máxima, temperatura mínima e irradiación anual horizontal a nivel municipal y departamental mediante la base de datos del Meteonorm 8.0 que proporciona PVsyst.
3. Definir una configuración de sistema fotovoltaico básico y genérico en Honduras en PVsyst.
4. Realizar una simulación a nivel municipal en todo Honduras para obtener la producción específica en el año uno, en el año veinticinco y la pérdida por temperatura para cada municipio en el software PVsyst.
5. Generar dieciocho mapas a nivel departamental conteniendo la siguiente información: producción específica en el año uno, la producción específica en el año veinticinco, irradiación horizontal anual, pérdidas por temperatura, temperatura promedio, temperatura máxima y temperatura mínima.
6. Generar siete mapas a nivel municipal conteniendo la siguiente información: producción específica en el año uno, la producción específica en el año veinticinco, irradiación horizontal anual, pérdidas por temperatura, temperatura promedio, temperatura máxima y temperatura mínima.

III. MARCO TEÓRICO

Este capítulo tiene como finalidad explicar conceptualizaciones básicas, brindar sustento a la investigación y aportar los conocimientos requeridos para la comprensión de la investigación.

3.1 TEMPERATURA

Es una característica de la materia y es causado por las moléculas que se encuentran en constante movimiento por lo que se dice que poseen energía cinética. Cabe mencionar que la velocidad de movimiento de las partículas cambiara en función de la cantidad de calor que recibe o pierde la materia. El conjunto de moléculas moviéndose constantemente producto de dicha energía es lo que coloquialmente llamamos como calor o frio si la energía de las moléculas es baja (Colegio24hs, 2004).

En vista de que el calor o energía cinética de las moléculas puede aumentar o disminuir, es posible medirla gracias a la rama de la termodinámica la cual se encarga de estudiar este tipo de fenómenos. Gracias a la evolución que ha tenido dicha ciencia en el transcurso de los años se han inventado herramientas para medir la temperatura como ser: termómetros de mercurio, termómetros de bulbo, termistores, termopares y cámaras fototérmicas (Jiménez & Torres, 2015) y estas herramientas utilizan diferentes mediciones inventadas por diferentes profesionales en el pasado como ser Andrés Celsius quien invento los grados Celsius, Daniel Gabriel Fahrenheit quien creo la escala de grados Fahrenheit o William Thomson quien invento la escala Kelvin. Todas las escalas mencionadas anteriormente son utilizadas para medir el calor de un cuerpo.

3.2 RADIACIÓN SOLAR

La energía proveniente de sol es formada a partir de las fusiones internas que sufre el sol y viajan en todas direcciones en forma de radiación electromagnética que viaja por el espacio hasta llegar a un planeta o cuerpo para impactar. (INIA-URURI, 2016).

3.3 IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN SOLAR

Término utilizado para describir la magnitud de la potencia en forma de radiación electromagnética que incide sobre un metro cuadrado de superficie y sus unidades son kW/m^2 .

En la Tierra, la potencia por unidad de área que incide sobre la atmosfera terrestre debido a sol es igual a $1,366 \text{ W/m}^2$ y se le conoce como constante solar. Dicho valor disminuye cuando los rayos solares atraviesan la atmosfera terrestre llegando a un valor aproximado de $1,000 \text{ W/m}^2$, valor que es usado como referencia para los cálculos solares (Ventura, Alas, & Rivera, 2012).

La irradiación solar es una magnitud que describe la radiación solar que incide sobre una superficie en un tiempo determinado y sus unidades son kWh/m^2 (Pérez, 2020).

3.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Primero se definirá lo que es un módulo fotovoltaico. Un módulo fotovoltaico es una estructura que capta la radiación del sol mediante un conjunto de celdas unidas entre sí que se componen por un semiconductor tipo N y un semiconductor tipo P las cuales permiten el movimiento de los electrones si se les induce energía. Es aquí donde los fotones provenientes del sol son utilizados para mover a los electrones del semiconductor tipo N al semiconductor tipo P y posteriormente enviarlos a una carga en forma de corriente continua (Vázquez, 2018) .

Con lo mencionado anteriormente, un sistema fotovoltaico es el conjunto de módulos fotovoltaicos, inversor y accesorios requeridos para llevar a cabo la conversión de la energía proveniente del sol a energía eléctrica en forma de corriente alterna que es utilizado para cualquier dispositivo o instalación (Sde.mx, 2020). Los sistemas fotovoltaicos pueden ser interconectados a la red eléctrica del país o trabajar de manera aislada para autoconsumo por lo que las partes de un sistema y otro varían.

Los módulos de los sistemas fotovoltaicos poseen una eficiencia muy baja entre los 15 y 20% aproximadamente debido a que no toda la energía que incide sobre el módulo es convertida en energía eléctrica por lo que es conveniente realizar un buen diseño para reducir las pérdidas involucradas en la generación solar (Tritec Intervento, 2020).

Las pérdidas de energía que puede tener un sistema fotovoltaico son causadas por el equipo (inversores, cables, baterías), la orientación, inclinación y la temperatura.

3.4.1 IMPORTANCIA DE LA TEMPERATURA EN LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES

La temperatura del módulo solar afecta a la cantidad de potencia que puede generar y su vida útil. Una porción de la irradiancia que reciben los módulos solares se convierte en calor que afecta directamente a la generación del módulo solar por lo que se utiliza el agua como refrigerante en algunos casos, además de utilizarlo como método de limpieza ante las partículas de polvo. (Cepeda & Sierra).

En la ilustración 2 se aprecia cómo el voltaje de circuito abierto disminuye en función de la temperatura del módulo solar.

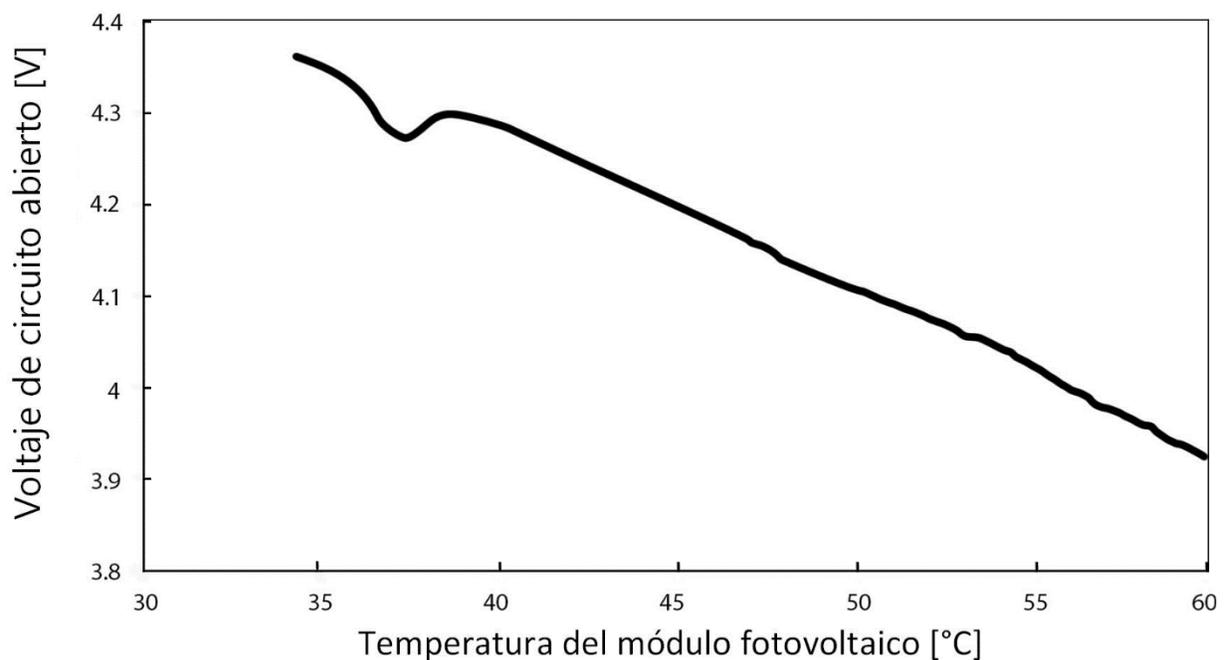


Ilustración 2: Voltaje de circuito abierto versus la temperatura del módulo solar

Fuente: (Lozada, 2017)

Esta disminución en el voltaje de circuito abierto disminuye la eficiencia del módulo solar.

En la ilustración 3 se puede apreciar como varía la curva I-V con respecto a diferentes temperaturas.

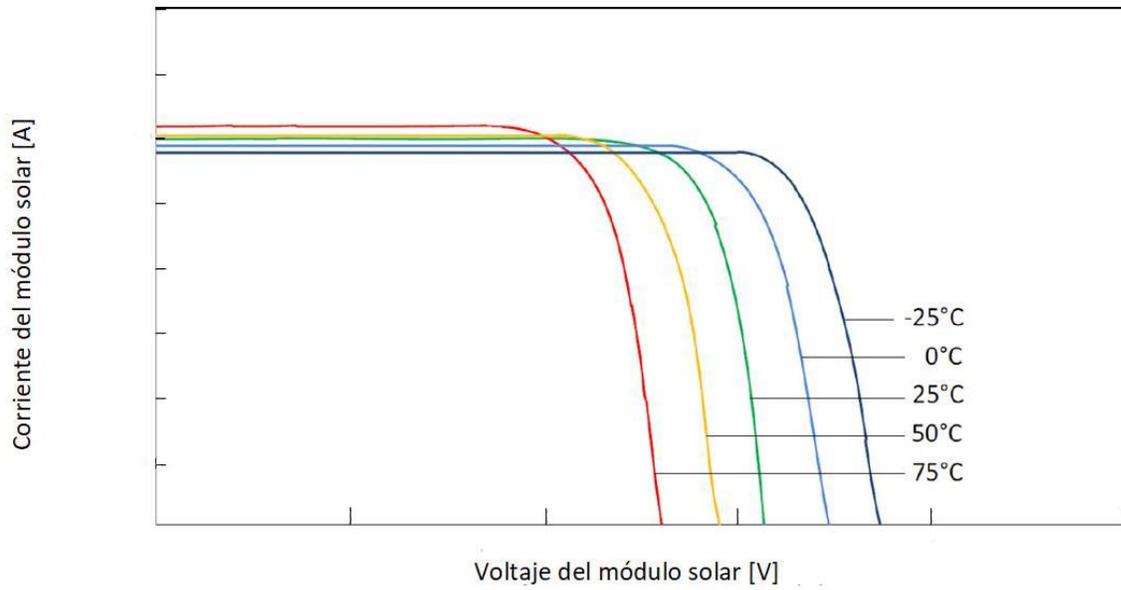


Ilustración 3: Variación de la curva I-V a diferentes temperaturas

Fuente: (Collado, 2015)

Con lo mencionado anteriormente, es importante que el dimensionado del sistema fotovoltaico se considere el día más caliente del emplazamiento con el fin de asegurar que el voltaje de salida que llega al inversor se encuentre en el rango de operación MPP (Maximum Power Point) así como también asegurar que la corriente de salida de los módulos fotovoltaicos no supere la corriente de cortocircuito aceptable por el inversor (Pérez, 2020).

Otro aspecto por considerar con respecto a la temperatura del emplazamiento en un sistema fotovoltaico es el derating por temperatura que puede llegar a sufrir el inversor si supera los valores de temperatura definidos por el fabricante. Dicho derating es un mecanismo de seguridad que poseen los inversores para prevenir sobrecalentamiento en los semiconductores, el cual se activa cuando el inversor alcanza el valor de temperatura máxima en operación definida por el fabricante (SMA Solar Technology).

3.4.2 PRODUCCIÓN ESPECÍFICA

Es una variable utilizada en la industria fotovoltaica para analizar el potencial de generación que tiene una ubicación geográfica, el rendimiento de cualquier instalación solar o para detectar el estado de un arreglo solar. Dicha variable mide la cantidad de energía eléctrica que se podría generar por cada kilowatt pico instalado de un proyecto en el transcurso de un año común y sus unidades son kWh/kWp (Zhang, 2017).

Esta variable es dependiente de los siguientes factores:

Selección del módulo solar: hablando desde el punto de vista energético, no todos los módulos fotovoltaicos tendrán el mismo desempeño en generación eléctrica porque son hechos de diferente manera, algunos posiblemente tengan más o menos celdas solares en el módulo, diferentes variables, otros pueden tener diferentes porcentajes de eficiencia. Dicho factor tiene un impacto mínimo y resulta difícil medirlo con precisión (exeo ENERGY, s.f.).

Ubicación: la irradiancia que incide sobre una determinada área varía de un lugar a otro, además, fluctúa durante el día y dicha variable es la que más afecta la generación fotovoltaica. Cabe mencionar que factores relacionados a la ubicación como sombras por árboles o estructuras, temperatura, velocidad del viento, contaminación del aire y la elevación también afectan a la generación de la instalación fotovoltaica (Zhang, 2017).

La orientación: el módulo fotovoltaico aprovecha de manera óptima la radiación del sol cuando los rayos inciden perpendicularmente al plano horizontal del módulo fotovoltaico. Para obtener dicha incidencia se tiene que tomar en cuenta el ángulo que se forma con respecto al plano horizontal y el módulo solar así como también el azimut, que es el ángulo formado entre la posición cardinal en la que está la parte superior del módulo solar y el sur verdadero, si la instalación solar se encuentra en el hemisferio norte o norte verdadero si la instalación fotovoltaica se encuentra en el hemisferio sur (*Orientación Del Panel Solar - Educación de Energía*, s/f).

En la ilustración 4 se puede apreciar una prueba realizada en Huddersfield en el cual se probaron diferentes azimuts (-4°, -13°, +12° y +21°) para una casa con un ángulo de 40°.

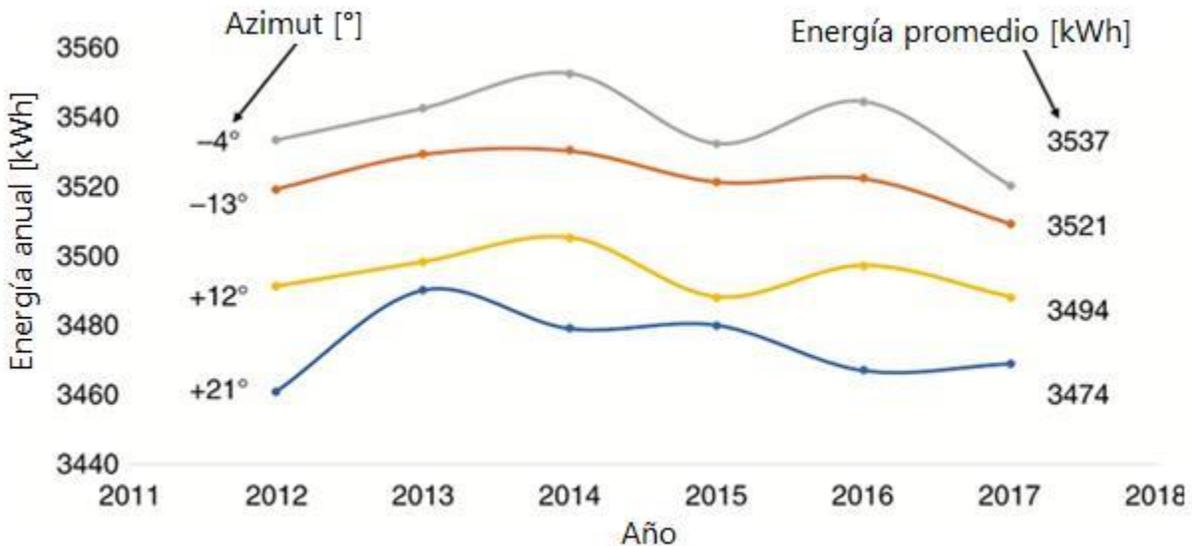


Ilustración 4: Generación promedio anual de energía con diferentes azimuts durante 6 años

Fuente: (Dhimish & Silvestre, 2019)

Para el escenario evaluado, el azimut que proporcionó la mayor generación fue la de -4° con una generación de energía promedio de 3,537 kWh mientras que la generación más desfavorable fue la de +21° con una producción de energía promedio de 3,474 kWh.

Pérdidas de energía en el sistema: del 100% de la radiación electromagnética que incide sobre el módulo solar, aproximadamente solo se aprovecha el 75% debido a las pérdidas incurridas desde la entrada de la radiación electromagnética en la cara del módulo solar hasta el suministro a la carga o inyección a la red. Las pérdidas involucradas se dividen en pérdidas por reflexión, sombras, polvo y suciedad, pérdida espectral, irradiación, calor, desacoplamiento, pérdidas en los cables DC, AC e Inversor (Ekici & Kopru, 2017).

3.5 DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

El diseño de un sistema fotovoltaico comienza a partir del tipo de instalación o necesidades que desee un cliente. Estas instalaciones se dividen en:

- Instalación fotovoltaica para autoconsumo: este tipo de instalación es utilizado para satisfacer completa o parcialmente la demanda de energía eléctrica de una carga y esta configuración puede ser aislada (no existe conexión alguna con el sistema interconectado del país) o conectada a la red (esta configuración utiliza el sistema interconectado como una barra infinita en la cual la energía eléctrica excedente se disipa) (Departamento de Urbanismo, Junio 2005). Cabe mencionar que los sistemas aislados requieren el uso de baterías solares para mantener un suministro de energía continuo en el caso de no tener una curva de demanda igual o inferior a la curva de generación del sistema solar y las instalaciones conectadas a la red pueden diseñarse con excedente o sin excedente de energía (Hilcu, 2021). En la ilustración 5 se presenta un esquema de un sistema aislado y en la ilustración 6 se muestra el esquema de un sistema conectado a la red.

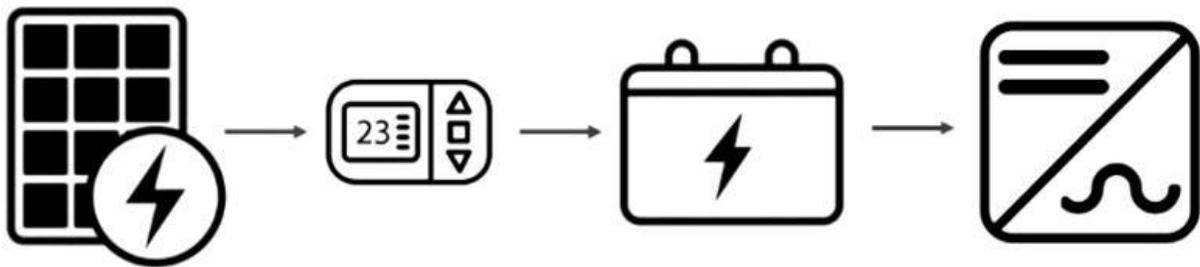


Ilustración 5: Esquema de una instalación solar aislada

Fuente: Alejandro Jiménez

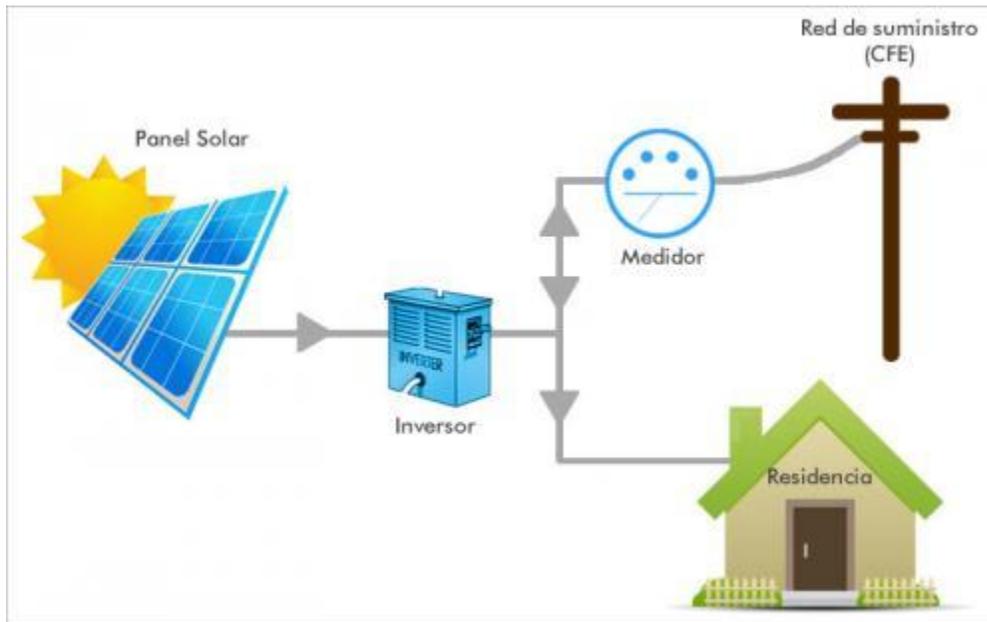


Ilustración 6: Esquema de una instalación conectada a red

Fuente: (López, 2020)

- Granjas solares: son sistemas fotovoltaicos enfocados en el suministro continuo de energía eléctrica al sistema interconectado. Se les conoce como granja solar por estar conformado por un gran conjunto de módulos solares instalados sobre tierra, poseer como mínimo 1 MW de potencia, abarcar grandes extensiones de terreno, por tener su propia subestación de elevación y por formar parte de la matriz eléctrica del país (Renewable Energy World, 2019). En la ilustración 7 se presenta la granja solar Nacaome-Valle, Honduras.



Ilustración 7: Granja Solar Nacaome-Valle, Honduras

Fuente: (National Geographic, 2018)

- Instalación híbrida: son sistemas de generación de energía eléctrica que se caracterizan por conformarse de dos o más tecnologías de generación con el fin de satisfacer la demanda de energía eléctrica de la carga. Las tecnologías comúnmente utilizadas en este tipo de instalación son solar-diésel o solar-eólica (Energys Energías Renovables, s.f.). Esta configuración se utiliza comúnmente en zonas aisladas o con mala cobertura eléctrica y trabajan con inversores híbridos que permiten la gestión de la energía disponible en el momento y del control de la carga y descarga de las baterías (Diercol Solar, s.f.). En la ilustración 8 se muestra un esquema de un sistema híbrido solar-eólico.

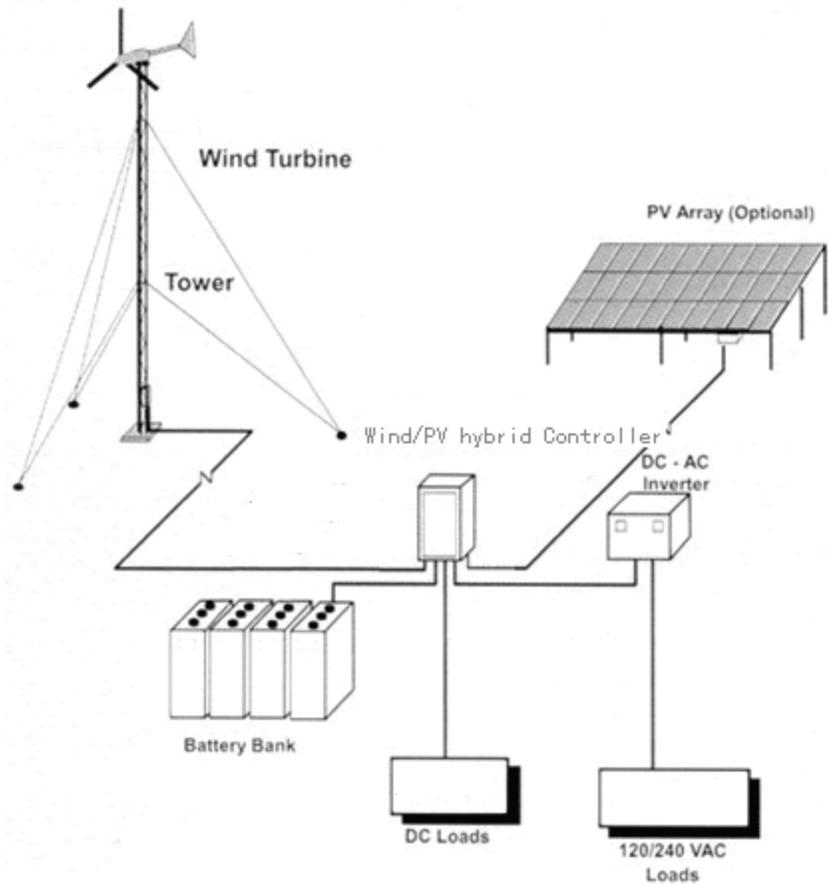


Ilustración 8: Esquema de una instalación híbrida solar-eólica

Fuente: (Tops Technology Co., Limited, s.f.)

Una vez definido el proyecto, las actividades para el diseño de un sistema fotovoltaico se desglosan de la siguiente manera: ubicación del emplazamiento, montaje, cálculo del tamaño del sistema fotovoltaico y cálculos eléctricos.

3.5.1 UBICACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Es imprescindible evaluar el recurso solar disponible en el emplazamiento del proyecto por lo que es necesario instalar una estación meteorológica (piranómetro) en el plano del arreglo solar o revisar una base de datos como ser: NASA, meteonorm, NSRDB (National Solar Radiation Database por sus siglas en inglés) y analizar las posibles sombras que tenga la ubicación. Cabe mencionar que el rendimiento del módulo fotovoltaico disminuye o aumenta dependiendo el grado de inclinación con respecto a la horizontal. Es por ello por lo que se debe encontrar el ángulo óptimo del emplazamiento en caso de que dicha variable pueda ser modificable (Abdeen, 2019). También es importante considerar la desviación de la cara frontal del módulo fotovoltaico con respecto al norte verdadero (si se encuentra en el hemisferio sur) o sur verdadero (si se encuentra en el hemisferio norte) del plano cartesiano.

3.5.2 MONTAJE DE LOS MÓDULOS SOLARES

Los sistemas fotovoltaicos pueden montarse de dos maneras, la primera es tipo montaje empotrado, en el cual el módulo solar se coloca sobre un techo manteniendo el mismo ángulo de inclinación y se fija mediante accesorios. La segunda es sobre terreno, en el cual se les construye un soporte a los módulos solares con un ángulo definido por el diseñador de la instalación fotovoltaica (alusínsolar, s.f.). En la ilustración 9 y 10 se puede apreciar un ejemplo de ambos montajes.



Ilustración 9: Ejemplo de montaje empotrado

Fuente: (Foen Solar Bracket, s.f.)



Ilustración 10: Ejemplo de montaje sobre terreno

Fuente: (WANHOS, s.f.)

3.5.3 CÁLCULO DEL TAMAÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

Una vez se define la demanda, el recurso solar del emplazamiento, el tipo de orientación y montaje se procede a realizar el cálculo de la cantidad de módulos solares necesarios para satisfacer la demanda de energía eléctrica. La ecuación 1 presenta la fórmula para determinar la cantidad de módulos.

$$N_{mod.} = \frac{Dem. \text{ máx} \times irradiancia \text{ A.M } 1.5}{irradiación \text{ en POA} \times pot. \text{ mod.} \times PR}$$

Ecuación 1: Número de módulos requeridos

Fuente: Héctor Villatoro, Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica, Ingeniería en Energía, Facultad de ingeniería, UNITEC, 2021

Donde:

- Nmod. = número de módulos necesarios para satisfacer la demanda.
- Dem. máx = demanda de energía máxima para un año de consumo [kWh]
- Irradiancia A.M 1.5 = irradiancia que incide sobre un plano horizontal en un día claro al mediodía [kW/m²]
- Irradiación en POA = irradiación que incide sobre el plano del arreglo solar [kWh/m²].
- Pot. mod. = potencia nominal del módulo [kW].
- PR = coeficiente de rendimiento [%].

Luego de conocer el número de módulos y modelo se procede a calcular el arreglo solar para el inversor. Primero se calcula la distancia mínima a la que deben estar las filas de módulos fotovoltaicos para evitar el sombreado entre módulos. La ecuación 2 muestra el cálculo de la distancia mínima entre módulos.

$$d_{mín} = \frac{L \sin(\beta)}{\tan(61 - |\varphi|)}$$

Ecuación 2: Distancia mínima entre filas de módulos solares

Fuente: (Machado, Stocco, & Bruno, 2016)

Donde:

- Dmín: distancia mínima entre fila de módulos fotovoltaicos [m]
- L: el largo del panel alineado longitudinalmente [m]
- Φ = latitud [°]

- B = inclinación respecto a la horizontal [°]

Lo segundo es calcular la cantidad de cantidad máxima de módulos por cadena y la cantidad de cadenas en paralelo admisibles por las entradas MPPT de un inversor con el fin de obtener el correcto funcionamiento del equipo. Para ello se determina el voltaje máximo que puede alcanzar el módulo solar bajo temperatura de funcionamiento. En la ecuación 3 se presenta la fórmula para determinar el voltaje máximo del módulo fotovoltaico.

$$V_{max\ mod.} = V_{oc} + (T_{voc} \times V_{oc} \times (T_{mín} - 25^{\circ}C))$$

Ecuación 3: Vmáx. modulo en condiciones de temperatura mínima

Fuente: Héctor Villatoro, Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica, Ingeniería en Energía, Facultad de ingeniería, UNITEC, 2021

Donde:

- Vmáx mod. = voltaje máximo que puede alcanzar el módulo fotovoltaico debido a la temperatura más baja del emplazamiento [V].
- Voc = voltaje de circuito abierto bajo condiciones STC [V].
- Tvoc = coeficiente de temperatura del circuito abierto [%/°C].
- Tmín = es la temperatura ambiente mínima registrada en el emplazamiento o la temperatura más baja del año del lugar [°C].

Luego se divide el voltaje máximo de entrada del inversor con el valor de Vmáx mod. para conocer el número de módulos en cadenas permisible.

$$N_{max.\ s} = \frac{V_{máx.\ inversor}}{V_{máx.\ mód.}}$$

Ecuación 4: Número máximo de módulos en una cadena

Fuente: Héctor Villatoro, Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica, Ingeniería en Energía, Facultad de ingeniería, UNITEC, 2021

Donde:

- Nmax. s = número máximo de módulos en una cadena admisibles por un inversor.
- Vmáx. Inversor = voltaje máximo admisible en la entrada del inversor [V].

- $V_{\text{máx. mód.}}$ = voltaje máximo que puede alcanzar el módulo fotovoltaico debido a la temperatura más baja del emplazamiento [V].

Para calcular el número de cadenas en paralelos que soporta la entrada del inversor se determina mediante la ecuación 5.

$$\frac{I_{sc \text{ inverter}}}{I_{sc \text{ módulo.}}} ; \frac{I_{\text{máx. entrada}}}{I_{mp \text{ módulo}}}$$

Ecuación 5: Cociente de corrientes para el número máximo de cadenas en paralelo

Fuente: Héctor Villatoro, Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica, Ingeniería en Energía, Facultad de ingeniería, UNITEC, 2021

Donde:

- $I_{sc \text{ inverter}}$ = la corriente máxima del inversor [A].
- $I_{sc \text{ módulo}}$ = la corriente de cortocircuito del módulo solar [A].
- $I_{\text{máx. Entrada}}$ = corriente máxima admisible en la entrada MPPT del inversor [A].
- $I_{mp \text{ módulo}}$ = corriente nominal del módulo bajo condiciones STC [A].

Seguidamente, se debe determinar el número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados al inversor con el fin de que el inversor esté trabajando en los días más desfavorables del año debido a que requieren un voltaje para poder operar el cual es especificado por el fabricante del inversor, pero antes es necesario calcular el voltaje mínimo que podría entregar el arreglo solar debido a la temperatura más elevada del emplazamiento. Para el cálculo del voltaje mínimo se utiliza la ecuación 6.

$$V_{\text{mín. módulo.}} = V_{mp} + [(T_{\text{máx}} + T_{rise} - T_{stc}) \times T_{cp} \times \frac{V_{mp}}{100}]$$

Ecuación 6: Voltaje mínimo del módulo fotovoltaico

Fuente: Héctor Villatoro, Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica, Ingeniería en Energía, Facultad de ingeniería, UNITEC, 2021

Donde:

- $V_{\text{mín. módulo}}$: voltaje mínimo del módulo.
- V_{mp} : voltaje de operación.

- T_{máx}: temperatura máxima del emplazamiento.
- T_{rise}: temperatura de ajuste por tipo de montaje.
- T_{stc}: temperatura en condiciones STC.

Para el cálculo del número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados al inversor se utiliza la ecuación 7.

$$\text{Núm. mín. mód.} = \frac{V_{\text{inicio}}}{V_{\text{mín. mod.}} \times (1 - F_{\text{degradación}})}$$

Ecuación 7: Número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados a un inversor

Fuente: Héctor Villatoro, Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica, Ingeniería en Energía, Facultad de ingeniería, UNITEC, 2021

Donde:

- Núm.mín.mód.: número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados al inversor.
- V_{inicio}: el voltaje mínimo requerido por el inversor para poder operar [V]
- V_{mín. mod.}: es el voltaje mínimo entregado por un módulo fotovoltaico en temperatura de operación [V].
- F. degradación: es la degradación producto del envejecimiento de la tecnología del módulo fotovoltaico [%].

Por último, para poder calcular la sección transversal del cableado es importante conocer el reglamento existente que utiliza el país donde se emplaza la instalación fotovoltaica porque puede variar de un lugar a otro. De esta manera se evita daños a los componentes del sistema o riesgos de descargas eléctricas (Lorenzo, s.f.). La ecuación 7 presenta la fórmula general utilizada para el cálculo de la sección transversal de un cable.

$$S = \frac{2 \times L \times I}{(V_a - V_b) \times \gamma}$$

Ecuación 8: Fórmula para el cálculo de la sección de un cable eléctrico

Fuente: (Lorenzo, s.f.)

Donde:

- S: sección del cable [mm^2].
- L: la longitud del cable [m].
- I: la corriente que fluye a través del conductor [A].
- $(V_a - V_b)$: caída de tensión entre dos puntos [V].
- γ : resistividad del conductor para una temperatura determinada [$\Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}$]

3.6 ATLAS GEOGRÁFICO

Un atlas geográfico es una colección de mapas de un determinado lugar y estos puede ser nacionales, regionales o universales (Porto & Gardey, 2011). Dichos mapas son presentados en formatos de libros, en un conjunto de hojas o de manera digital y la información que presentan los mapas de los atlas puede variar. Estos pueden ser: económicos, climáticos, políticos, sociales, ecosistemas, configuración de la superficie, hidrográficos y poblacionales (Bembibre, 2013).

Para el caso de la investigación, la información que presentarán los mapas correspondientes a Honduras serán datos que son utilizados en los diseños preliminares de los sistemas fotovoltaicos.

Los atlas en la actualidad se pueden conseguir de manera "estática" los cuales son almacenadas en libros y de manera "dinámica" las cuales se actualizan constante y generalmente son digitales. Los atlas digitales poseen las siguientes características:

- Pueden ser interactivos: los atlas digitales permiten al usuario seleccionar la información que necesita, además, es posible modificar los datos que muestra un mapa de interés.
- Proporcionan datos geográficos: estos atlas disponen de base de datos que permiten a los mapas poder mostrar una variedad de información.
- Modelos de datos: los datos de los mapas digitales poseen gestores de información, así como también opciones para desplegar los datos.
- Metadatos: definen la información geográfica, lo que permite al usuario conocer el autor de los datos almacenados, coordenadas, origen de procesos y responsable de las mejoras (González, Ramos, Juan, & Preciado, 2013).

3.7 AÑO TÍPICO METEOROLÓGICO

El año típico meteorológico (Typical meteorological year por sus siglas en inglés) es un conjunto de datos meteorológicos que puede poseer información meteorológica mensual, horaria o diario de una ubicación geográfica específica (Team E3P, 2021).

La información recabada de la localización geográfica procede de una recopilación de datos en un periodo prolongado (generalmente 10 años) (Ristova, 2020). Para que la información sea considerada "típica" se comparan, por ejemplo, los enero de los 10 años y se escoge el enero que mejor represente las condiciones medias del lugar y así sucesivamente se trabaja para los 12 meses que tiene el año, de esta manera se obtiene un año meteorológico típico (NSRDB, s.f.).

Debido a que el año típico meteorológico considera valores comunes del lugar, elimina las condiciones extremistas que puede presentar el lugar, por ejemplo, alcanzar una baja o alta temperatura debido a un fenómeno meteorológico, cambios climáticos producto de desastres naturales o información de un año atípico (Ristova, 2020). Por lo tanto, no se recomienda diseñar sistemas que trabajen con las condiciones más desfavorables del lugar.

El propósito de la información obtenida mediante un año meteorológico típico es para realizar simulaciones computacionales de sistemas fotovoltaicos o de construcción con el fin de poder comprobar el rendimiento de los equipos, configuraciones y el efecto de la ubicación geográfica en la generación de energía o ahorro de energía (NSRDB, s.f.).

Según (Ristova, 2020) el grado de incertidumbre para la irradiación global horizontal anual en unas muestras se observó que el 80% de los valores tenían una variación del $\pm 4\%$, $\pm 8\%$ y el 90% presentaron variaciones entre $\pm 5\%$, $\pm 10\%$. En geografías más complejas, estas variaciones pueden aumentar desde $\pm 8\%$, hasta $\pm 15\%$. Para el caso de variables meteorológicas, el grado de incertidumbre es: $\pm 1.3^{\circ}\text{C}$ para la temperatura del aire, $\pm 11\%$ para la humedad relativa y $\pm 1.7\text{ m/s}$ para la velocidad del viento.

IV. METODOLOGÍA

Esta sección tiene como fin presentar el enfoque de la investigación y las actividades realizadas, así como también explicar la metodología y las herramientas utilizadas para poder desarrollar el atlas geográfico para uso en diseño de sistemas fotovoltaicos.

4.1 ENFOQUE

La presente investigación tiene un enfoque cuantitativo debido a que lleva una secuencia, se realizarán hipótesis y se medirán las variables de temperatura promedio, temperatura máxima, temperatura mínima, producción específica (primer año), producción específica (durante vida útil), pérdidas por temperatura e irradiación anual horizontal en los municipios de Honduras y condensarlos en un solo documento. Dicha información se mostrará en conjunto con mapas generados que permitirán una comprensión y lectura sencilla de los datos.

El alcance que posee la investigación es de carácter descriptivo puesto a que solo se recopilarán datos meteorológicos, se definirán variables dependientes y se concentrarán en un solo documento que ilustre las variables (Micobe, 2013). Por último, el diseño que presenta la investigación es de carácter descriptivo porque se debe recopilar, analizar y mostrar los datos meteorológicos de los municipios de Honduras. También tiene un carácter experimental puesto a que se evaluará el cambio que tendrá la producción específica (variable dependiente) en función de la ubicación y los cambios climáticos que vienen ligados con el emplazamiento (variable independiente) de una instalación solar que se utilizará como escenario para las simulaciones (QuestionPro, s.f.).



Ilustración 11: esquema metodológico de la investigación

Fuente: elaboración propia

4.1.1 HIPÓTESIS

En esta sección se formulará una hipótesis de investigación y una hipótesis nula.

Hipótesis de investigación: la producción específica será más alta en los municipios ubicados en el sur y suroccidente de Honduras respecto a la zona norte u oriental.

Hipótesis nula: la producción específica será más alta en los municipios ubicados en la zona norte u oriental con respecto a los municipios que se encuentran en suroccidente y sur.

4.2 VARIABLES

Las variables contempladas en la investigación serán parámetros meteorológicos y de diseño. Dichas variables se clasificarán en: variables independientes y variables dependientes.

4.2.1 VARIABLES INDEPENDIENTES

Una variable independiente es un dato fijo que no está ligado a otro y su valor o información permanece igual siempre y cuando se respeten los parámetros que se establecieron o si no se modifica en el futuro de manera justificada. Para el caso de la investigación, las variables independientes son:

- Temperatura promedio [°C]
- Temperatura máxima registrada [°C]
- Temperatura mínima registrada [°C]
- Irradiación anual horizontal [kWh/m²]

4.2.2 VARIABLES DEPENDIENTES

Son datos que pueden ser modificados en cualquier momento debido a que dependen de otros datos que son independientes, es decir, si algún valor independiente que esté conectado con el valor dependiente es cambiado por otro o descartado, afectará de manera directa al dato dependiente. La investigación contiene las siguientes variables:

- Pérdidas por temperatura en función de la ubicación geográfica [%]
- Producción específica (en el primer año) [kWh/kWp]

- Producción específica (durante vida útil) [kWh/kWp]

4.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

En este apartado se presentarán las técnicas realizadas e instrumentos utilizados para llevar a cabo la investigación.

4.3.1 TÉCNICAS

Se recopiló información de las variables relevantes para el diseño de sistemas fotovoltaicos a través de entrevistas y lectura de artículos, libros y sitios web en internet.

4.3.2 INSTRUMENTOS

Los instrumentos utilizados para el desarrollo de la investigación fueron: QGIS, PVsyst 7.2 y Microsoft Excel 2020

QGIS: es un software utilizado para la generación de mapas que contengan información específica de una o más variables geográfica. Con el programa se generaron veinticinco mapas de los cuales dieciocho son a nivel departamental presentando las variables definidas y siete a nivel municipal mostrando un mapa por cada variable.

PVsyst 7.2: Este software es uno de los más populares utilizados en la industria fotovoltaica (FUZEN, s.f.) ya que permite realizar evaluación de un sistema fotovoltaico, simular diferentes escenarios para obtener un análisis de sensibilidad, proporciona una base de datos con información meteorológica, una base de datos sobre proveedores de módulos fotovoltaicos y de inversores, así como también ofrece una interfaz amigable para el usuario (Allam, 2017). Dicho programa se utilizó para obtener información meteorológica de cada municipio de Honduras y también para la realización de simulaciones en cada municipio del país. También se utilizó para obtener las pérdidas por temperatura del sistema mediante el reporte que genera el programa al finalizar una simulación.

Microsoft Excel 2020: Este programa se utilizó para el control, ordenamiento y seguimiento de la información recolectada. También se utilizó para la generación de gráficos para visualizar fácilmente los resultados de la producción específica.

4.4 METODOLOGÍA DE ESTUDIO

El desarrollo de la investigación da inicio con el planteamiento de la siguiente interrogante: ¿Honduras cuenta con una fuente de información que contenga parámetros útiles para el diseño preliminar de sistemas fotovoltaicos? Para contestar la pregunta se investigó sobre el tema en internet y se realizaron entrevistas a profesionales de la industria fotovoltaica. Después de las entrevistas y en vista de que durante la búsqueda en internet no se encontró una fuente de datos se identificó el siguiente problema: Hace falta una fuente de información que pueda servir de apoyo para el primer acercamiento con los clientes y ayude al diseño preliminar de un sistema fotovoltaico.

Posteriormente se indagó en libros, artículos e internet sobre las variables que podían ser útiles para el diseño solar y se identificaron las siguientes variables: temperatura promedio, temperatura máxima registrada, temperatura mínima registrada, pérdidas por temperatura, irradiación anual horizontal y producción específica para el primer año y durante la vida útil del sistema fotovoltaico. Por último, se planteó la siguiente solución: Elaboración de un atlas geográfico para uso en diseño de sistemas fotovoltaicos en Honduras. Dicho atlas estará formado por veinticinco mapas, los cuales se dividen en dieciocho mapas por departamento que mostrarán las variables definidas y un mapa por municipio para cada variable definida, siendo un total de veinticinco mapas.

En la ilustración 12 se presenta un esquema de las actividades realizadas para poder obtener los resultados de la investigación.

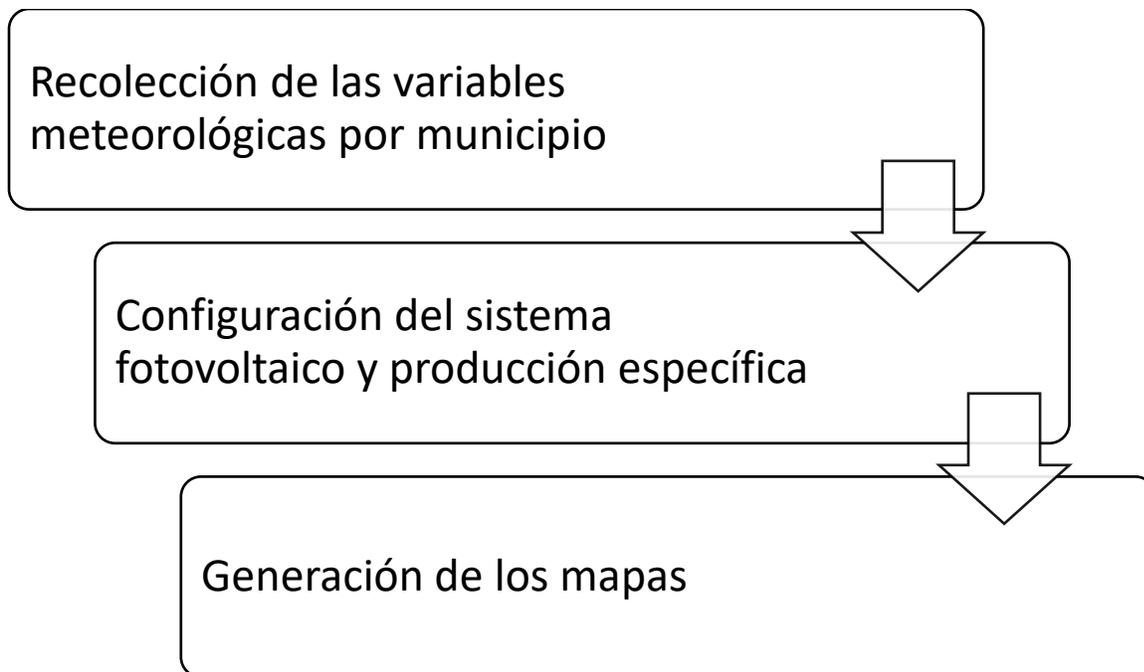


Ilustración 12: metodología para el estudio

Fuente: elaboración propia

4.4.1 RECOLECCIÓN DE LAS VARIABLES METEOROLÓGICAS POR MUNICIPIO

Para obtener los datos de temperatura promedio, temperatura máxima, temperatura mínima e irradiación horizontal anual se utilizó la base de datos de Meteonorm 8.0 proporcionado por el software PVsyst. Es importante mencionar que la base de datos en esta versión utiliza los datos meteorológicos del año 2000-2009 para interpolar debido a que solo cuentan con la información meteorológica de esos años en Honduras.

Meteonorm obtiene la información de la irradiación mensual mediante las 1,200 estaciones meteorológicas a las que tienen acceso, para el caso de las localidades geográficas en las cuales no posean estaciones meteorológicas, obtienen los valores para dicho lugar mediante una interpolación entre las 3 estaciones meteorológicas más cercanas al punto de interés (PVsyst, s.f.).

Para el caso de los datos meteorológicos en intervalos por hora, Meteonorm no mide estos datos, sino que los construye de la misma manera que los valores horarios sintéticos en PVsyst a partir de valores mensuales (PVsyst, s.f.).

Cabe mencionar que la ubicación geográfica seleccionada para la recopilación de información por municipio mediante la opción de añadir archivo de sitio en PVsyst fue la aldea más grande o la cabecera municipal (lugar donde se encuentra las unidades administrativas de un municipio) que tiene cada municipio. Se decidió hacerlo de esta manera debido a que son los lugares más importantes o poblados de cada municipio.

Una vez seleccionado el lugar en el mapa, especificado la base de datos y configurado el sistema fotovoltaico se creó un archivo de salida CSV para un año en intervalo horario (es decir las 8,760 horas que tiene un año) que permite PVsyst en sus opciones avanzadas para poder obtener la temperatura promedio, máxima y mínima de cada municipio de Honduras.

Mientras que la irradiación horizontal anual recopilada fue la que se importa desde la base de datos de Meteonorm 8.0 una vez que se selecciona la localidad geográfica en PVsyst.

4.4.2 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y PRODUCCIÓN ESPECÍFICA

Para poder obtener el valor de la producción específica para el primer año y para el año veinticinco, así como también las pérdidas por temperatura se tuvo que definir la configuración del sistema fotovoltaico para reproducirla en cada uno de los municipios para que los resultados puedan utilizarse como referencia. Para ello se optó por una instalación conectada a red con módulos solares genérico de 400W de silicio, monocristalino de 72 celdas y un inversor genérico de 60 kW con ocho entradas MPPT. El tamaño final del sistema es de 200 módulos solares teniendo como resultado una relación de potencia DC/AC de 1.33. El motivo por el cual se determinaron estos parámetros fue para disminuir las variables involucradas en el sistema fotovoltaico y crear un escenario básico de una instalación fotovoltaica. El arreglo solar utilizado fue de 25 módulos solares conectados en serie y 8 cadenas conectadas en paralelo.

La orientación de los módulos seleccionado fue una inclinación con respecto a la horizontal de 15° debido a que dicha inclinación se utiliza comúnmente en Honduras y un azimut completamente hacia el sur (0°) ya que Honduras se encuentra en el hemisferio norte y de esta manera se aprovechar al máximo el recurso solar.

Las pérdidas del sistema considerados en la simulación se describen a continuación:

- Pérdidas óhmicas: se determinó una fracción pérdida en STC del circuito en corriente continua de 1.5%, una caída de voltaje a través del diodo en serie de 0.7V. Para la sección de corriente alterna (después del inversor) se consideró una distancia entre el punto de interconexión y el inversor de 50m con lo cual se obtiene unas pérdidas por caída de tensión de 1.15% con una sección de cable de 10mm² de cobre. La distancia del cable se basó en la recomendación que da el NEC (National Electric Code por sus siglas en inglés) orientado al rendimiento del circuito el cual dice que la caída de tensión no debe ser mayor al 3% (Holt, 2004).
- Calidad del módulo: se decidió una pérdida de eficiencia en el módulo de -0.4%, unas pérdidas por desajustes de módulo de 2.0% para la potencia en el MPP (Máximo Power Point por sus siglas en inglés) y 2.5% cuando el módulo funciona

a un voltaje fijo. También se consideró una pérdida por degradación inducida por la luz de 2.0% y una pérdida de 0.1% por desajuste de voltaje de las cadenas.

- Se determinó un factor de pérdidas anuales por suciedad de 3% debido a que es el valor por defecto que recomienda PVsyst.
- Pérdidas por reflexión del vidrio: se consideró las pérdidas por defecto que utiliza PVsyst.
- Corrección espectral: se utilizó la corrección espectral según la tecnología del módulo fotovoltaico. Para esta investigación se utilizaron módulos genéricos en la simulación
- Disponibilidad: se determinó que el sistema estará funcionando todo el año.
- Pérdidas por envejecimiento del sistema: Se determinó un envejecimiento para el año uno y para el año veinticinco con un factor de degradación promedio, de dispersión Imp RMS y dispersión Vmp RMS de 0.40 %/año
- Pérdidas por temperatura: se consideró que los módulos estarán montados "libremente" con circulación de aire y un factor de pérdida constante de 29.0 W/m²K

Una vez definido los parámetros mencionados anteriormente, se procedió a realizar la simulación en cada uno de los municipios de Honduras. A continuación, se presenta un cuadro resumen que contiene los parámetros mencionados anteriormente.

Tabla 1: Cuadro resumen de los componentes del sistema analizado y simulado en esta investigación

Generalidades del sistema fotovoltaico	
Tipo de conexión	Conectado a red
Relación de potencia DC/AC	1.33
Capacidad nominal DC	80 kW
Capacidad nominal AC	60 kW
Tamaño del arreglo solar	200 módulos fotovoltaicos
Número de módulos en una cadena	25
Número de cadenas en paralelo	8.0
Tipo de montaje	Sobre terreno

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2: Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico

Fabricante del módulo solar	Genérico
Potencia del módulo solar	400 W
Tipo de módulo solar	Monocristalino de silicio
Número de células fotoeléctricas	72

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3 Especificaciones técnicas del inversor

Fabricante del inversor	Genérico
Potencia del inversor	60 kW
Número de entradas MPPT	8.0

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4: Detalles de la orientación de los módulos solares

Inclinación	15 °
Azimut	0 ° (orientado al sur)

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5: Resumen de las pérdidas consideradas en el sistema fotovoltaico

Pérdidas óhmicas en corriente continua	1.5 %
Caída de voltaje a través del diodo en serie	0.7 V
Distancia entre inversor y punto de conexión	50 m
Pérdidas óhmicas en corriente alterna	1.15 %
Sección del cable	10 mm ²
Pérdidas por eficiencia del módulo	-0.4 %
Pérdidas de potencia en MPP por desajuste de módulo	2.0 %
Pérdidas debido a voltaje fijo	2.5%
Pérdida por degradación inducida por la luz de	2.0 %
Pérdida por desajuste de voltaje en las cadenas	0.1 %
Pérdidas por suciedad	3.0 %

Fuente: Elaboración propia

Los datos de producción específica para el primer año y para el año veinticinco del proyecto, así como también las pérdidas por temperatura del sistema fotovoltaico se obtuvieron del reporte que genera PVsyst cuando finaliza una simulación.

Con lo mencionado anteriormente se procedió a realizarse 298 simulaciones para cada uno de los municipios de Honduras y se ordenaron en tablas a través del software Microsoft Excel 2020 con el fin de tener un control de los datos.

4.4.3 GENERACIÓN DE MAPAS

Una vez obtenido los valores de producción específica en el año veinticinco, la producción específica en el primer año, la irradiación horizontal anual, las pérdidas por temperatura, la temperatura promedio, la temperatura máxima y mínima del proyecto para cada uno de los municipios de Honduras se procedió a elaborar los veinticinco mapas con el propósito de mostrar la información obtenida de una manera rápida y sencilla de leer.

Dichos mapas se dividieron en: dieciocho mapas por departamento, presentando cada departamento la siguiente información: producción específica en el primer año, la producción específica en año veinticinco de la instalación fotovoltaica, la irradiación horizontal anual, las pérdidas por temperatura, la temperatura promedio, la temperatura máxima y mínima, así como también siete mapas de Honduras a nivel municipal mostrando los resultados de una variable por mapa, es decir, se creó un mapa de Honduras a nivel municipal mostrando la producción específica que tiene cada municipio del país y así sucesivamente se realizó con cada una de las variables (siete en total). La diferencia de valores que tiene cada municipio se presentará mediante un degradado de colores para poder diferenciar el rango en el cual se encuentra un municipio en específico.

4.5 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Tabla 6: Cronograma de actividades

Actividades para la elaboración del Proyecto de Investigación	Semanas									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Introducción										
Esquema de la investigación										
Planteamiento del problema										
Marco teórico										
Metodología										
Recopilación de los datos										
Simulaciones										
Generación de los mapas										
Resultados y Análisis										
Conclusiones										
Recomendaciones										
Bibliografía										
Anexos										
Informe final										
Pre-defensa										

Fuente: Elaboración propia

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en PVSyst y los datos de los parámetros meteorológicos.

5.1 INFORMACIÓN TÉCNICA POR DEPARTAMENTO EN HONDURAS

A continuación, se presenta un total de dieciocho mapas los cuales se realizaron a nivel departamental, mostrados desde la ilustración 12 hasta la ilustración 29. La información que presentan los mapas son el promedio que se obtuvieron de los respectivos municipios que tiene cada departamento, por ejemplo, para el departamento de Francisco Morazán se realizó una simulación en los 28 municipios que posee el departamento y también se obtuvieron los datos meteorológicos para dichos municipios. Una vez ordenada dicha información se procedió a calcular el promedio de cada variable y los resultados obtenidos fueron los que se presentan en el mapa del departamento de Francisco Morazán y así sucesivamente se trabajó para los dieciocho departamentos de Honduras.

Dicha información se presenta en el siguiente orden: producción específica (año 1) [kWh/kWp], producción específica (año 25) [kWh/kWp], irradiación horizontal anual [kWh/m²], pérdidas por temperatura [%], temperatura promedio [°C], temperatura máxima [°C] y temperatura mínima [°C].

5.1.1 ZONA NORTE O ATLÁNTICA

Es una región que por la influencia recibida directamente del mar Caribe y de los vientos alisios es caliente, húmeda, y lluviosa la mayor parte del año. Posee montañas altas y una planicie costera de anchura variable (Ediciones Ramsés, 1996). En esta zona se encuentran los siguientes departamentos: Cortés, Yoro, Atlántida, Colón, Gracias a Dios e Islas de la Bahía. A continuación, se presentan los mapas de los departamentos mencionados, desde la ilustración 13 hasta la 18.

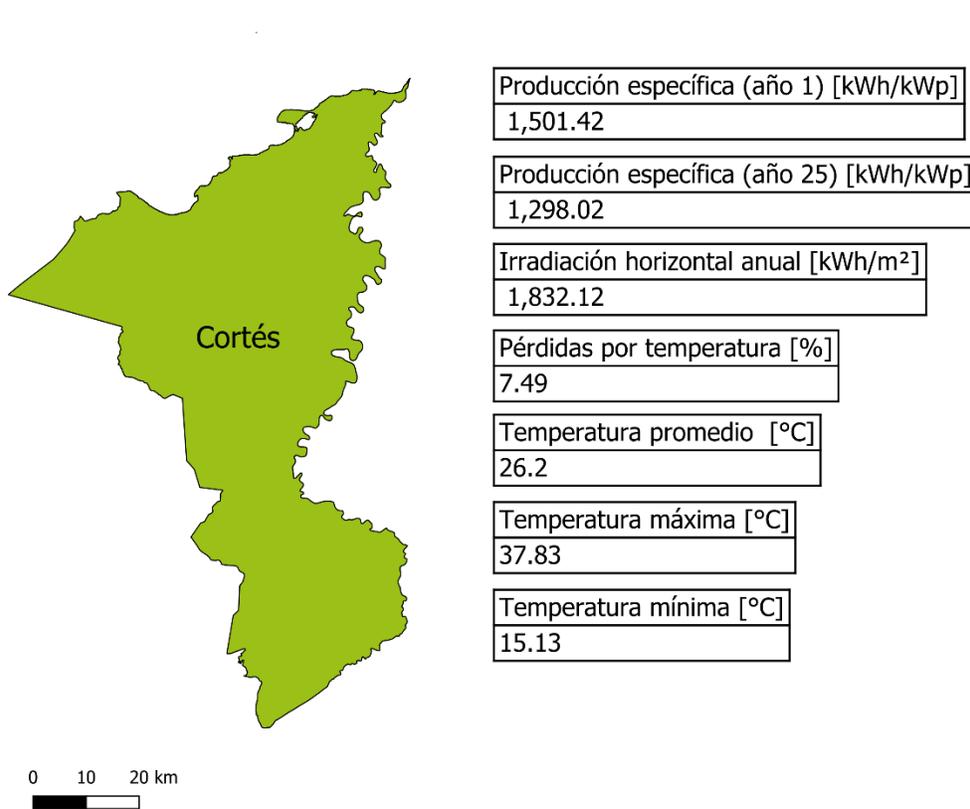


Ilustración 13: Información técnica de Cortés

Fuente: Elaboración propia



Producción específica (año 1) [kWh/kWp]	1,535.82	Temperatura promedio [°C]	25.72
Producción específica (año 25) [kWh/kWp]	1,328.41	Temperatura máxima [°C]	36.53
Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]	1,872.51	Temperatura mínima [°C]	13.58
Pérdidas por temperatura [%]	7.47		



Ilustración 14: Información técnica de Yoro

Fuente: Elaboración Propia

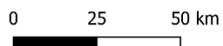
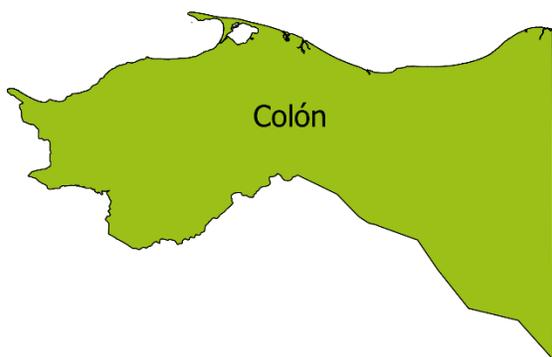


Producción específica (año 1) [kWh/kWp]	1,606.88	Temperatura promedio [°C]	26.54
Producción específica (año 25) [kWh/kWp]	1,391.88	Temperatura máxima [°C]	34.28
Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]	1,949.88	Temperatura mínima [°C]	15.77
Pérdidas por temperatura [%]	7.64		



Ilustración 15: Información técnica de Atlántida

Fuente: Elaboración propia



Producción específica (año 1) [kWh/kWp]
1,557.00

Producción específica (año 25) [kWh/kWp]
1,347.50

Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]
1,894.60

Pérdidas por temperatura [%]
7.82

Temperatura promedio [°C]
26.96

Temperatura máxima [°C]
35.43

Temperatura mínima [°C]
14.87

Ilustración 16: Información técnica de Colón

Fuente: Elaboración propia

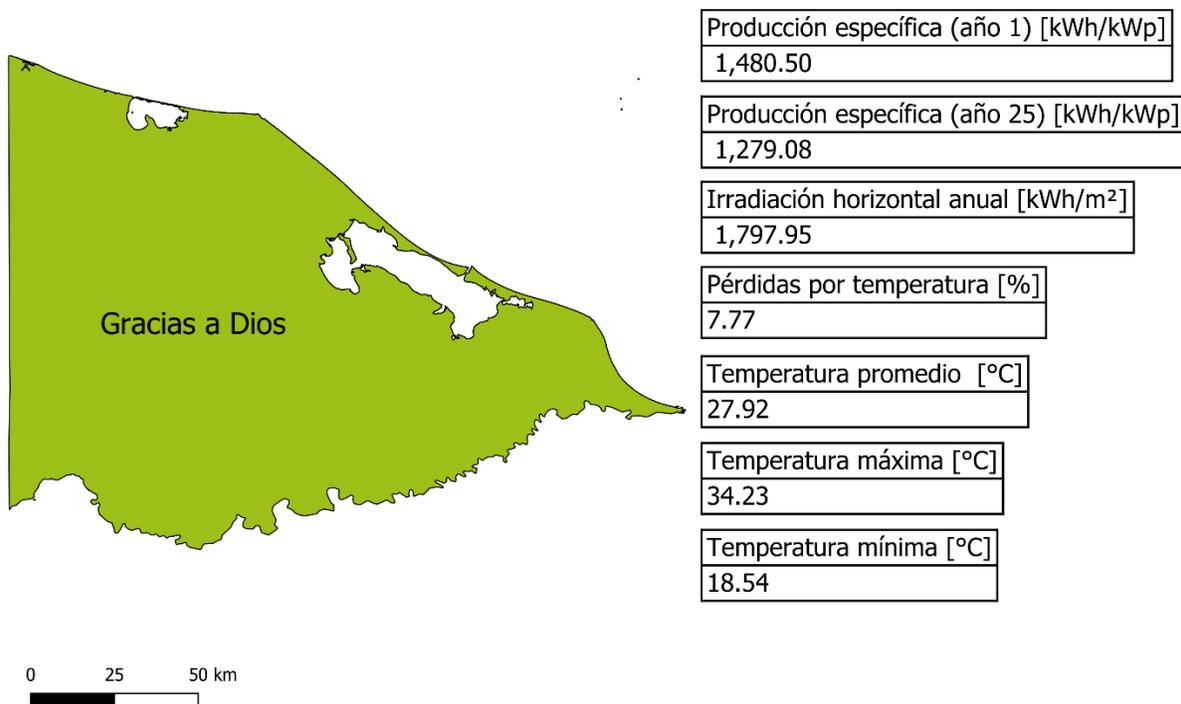


Ilustración 17: Información técnica de Gracias a Dios

Fuente: Elaboración propia

Producción específica (año 1) [kWh/kWp]	1,662.50	Temperatura promedio [°C]	27.65
Producción específica (año 25) [kWh/kWp]	1,437.81	Temperatura máxima [°C]	34.98
Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]	2,019.69	Temperatura mínima [°C]	16.4
Pérdidas por temperatura [%]	8.13		



Ilustración 18: Información técnica de Islas de la Bahía

Fuente: Elaboración propia

Entre estos seis departamentos, el que presentó la mayor producción específica en el primer año fue Islas de la Bahía con una producción específica de 1,662.50 kWh/kWp mientras que Gracias a Dios presentó la producción específica más baja con un valor de 1,480.50 kWh/kWp. Con respecto a la irradiación horizontal anual, el departamento de Islas de la bahía es el que más irradiación anual recibe con un valor de 2,019.69 kWh/m² mientras que Gracias a Dios recibe la menor irradiación anual siendo este valor 1,797.95 kWh/m².

El departamento de la zona norte que más pérdidas por temperatura presenta es el de Islas de la Bahía con un valor de 8.13% mientras que el que menos pérdidas presenta producto de la temperatura es Yoro con un valor de 7.47% de pérdidas por temperatura.

La temperatura promedio más elevada entre estos departamentos corresponde a Gracias a Dios con un valor de 27.92 °C y la más baja corresponde a Yoro con una temperatura promedio de

25.72 °C. El departamento que tuvo la temperatura más alta en esta zona fue Cortés con un valor de 37.83 °C mientras que Gracias a Dios tuvo un pico de temperatura menor de 34.23 °C. Por último, el departamento con la temperatura valle más baja fue Yoro con una temperatura mínima de 13.58 °C mientras que Gracias a Dios presentó un valle ligeramente superior de 18.54 °C como temperatura mínima.

5.1.2 ZONA OCCIDENTAL

Esta zona se caracteriza por tener dos tipos de clima: una estación seca, que inicia desde el mes de diciembre y finaliza en marzo, también está la estación lluviosa que da inicio en abril y finaliza en noviembre. Dicha zona está conformada por los siguientes departamentos: Santa Bárbara, Copán, Ocotepeque, Lempira, Intibucá, La Paz (Marquito Webdesign & SEO, s.f.). Desde la ilustración 19 hasta la 24 se presentan estos departamentos

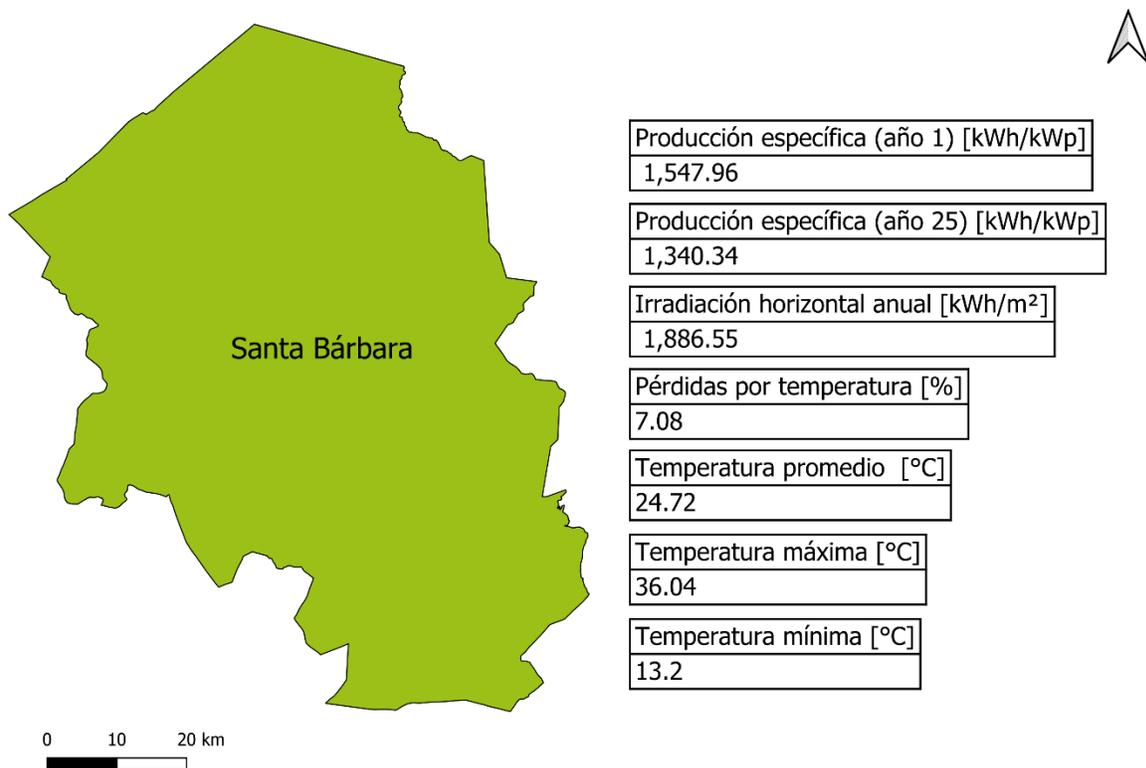
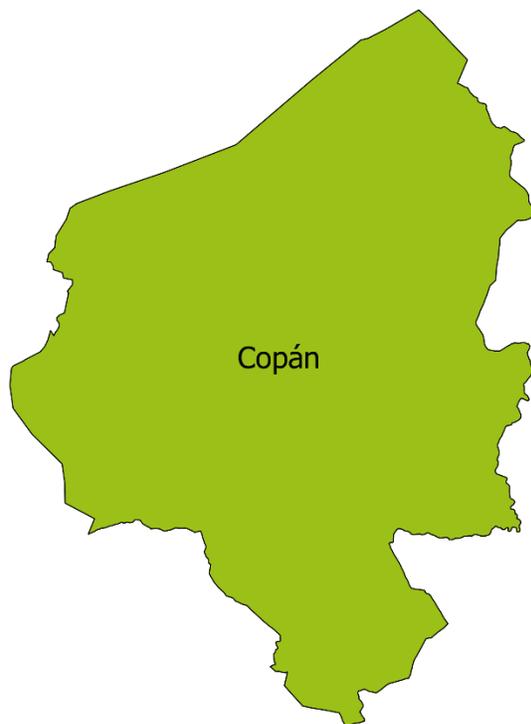


Ilustración 19: Información técnica de Santa Bárbara

Fuente: Elaboración propia



Producción específica (año 1) [kWh/kWp]
1,624.87

Producción específica (año 25) [kWh/kWp]
1,414.40

Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]
1,974.34

Pérdidas por temperatura [%]
6.47

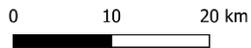
Temperatura promedio [°C]
22.52

Temperatura máxima [°C]
34.36

Temperatura mínima [°C]
10.69

Ilustración 20: Información técnica de Copán

Fuente: Elaboración propia



Producción específica (año 1) [kWh/kWp]
1,683.44

Producción específica (año 25) [kWh/kWp]
1,471.09

Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]
2,046.19

Pérdidas por temperatura [%]
6.16

Temperatura promedio [°C]
21.04

Temperatura máxima [°C]
32.57

Temperatura mínima [°C]
8.91

Ilustración 21: Información técnica de Ocotepaque

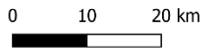
Fuente: Elaboración propia



Producción específica (año 1) [kWh/kWp]	1,657.32
Producción específica (año 25) [kWh/kWp]	1,446.47
Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]	2,015.47
Pérdidas por temperatura [%]	6.29
Temperatura promedio [°C]	21.56
Temperatura máxima [°C]	32.83
Temperatura mínima [°C]	9.66

Ilustración 22: Información técnica de Lempira

Fuente: Elaboración propia



Producción específica (año 1) [kWh/kWp]
1,626.35

Producción específica (año 25) [kWh/kWp]
1,419.63

Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]
1,979.64

Pérdidas por temperatura [%]
6.13

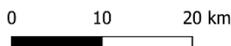
Temperatura promedio [°C]
21.24

Temperatura máxima [°C]
32.28

Temperatura mínima [°C]
9.23

Ilustración 23: Información técnica de Intibucá

Fuente: Elaboración propia



Producción específica (año 1) [kWh/kWp]
1,620.79

Producción específica (año 25) [kWh/kWp]
1,414.61

Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]
1,972.19

Pérdidas por temperatura [%]
5.97

Temperatura promedio [°C]
20.76

Temperatura máxima [°C]
31.72

Temperatura mínima [°C]
8.65

Ilustración 24: Información técnica de La Paz

Fuente: Elaboración propia

El departamento de la zona occidental que presentó la mayor producción específica en el primer fue Ocatepeque, con un valor de 1,683.44 kWh/kWp por contraparte, el departamento de Santa Bárbara fue el que menos producción específica tuvo, con un valor de 1,547.96 kWh/kWp.

Ocatepeque también fue el departamento que tuvo la mayor irradiación horizontal anual con una cantidad de 2,046.19 kWh/m² mientras que Santa Bárbara fue el que menos irradiación horizontal anual recibió con un valor de 1,886.55 kWh/m².

La Paz fue el departamento que presento las menores pérdidas por temperatura siendo este valor de 5.97% y Santa Bárbara fue el departamento que mayores pérdidas por temperatura presento con un porcentaje de 7.08%.

Santa Bárbara posee la temperatura promedio, temperatura máxima y temperatura mínima más alta entre los departamentos de la zona occidental, siendo la temperatura promedio 24.72 °C, la máxima de 36.04 °C y la mínima de 13.2 °C. Por otra parte, La Paz es el departamento con las temperaturas más bajas, siendo su temperatura promedio de 20.76 °C, la máxima de 31.72 °C y la mínima de 8.65.

5.1.3 ZONA CENTRAL

La zona topográfica es montañosa y se presentan dos tipos de climas: caliente en los valles y templado en las mesetas y montañas. En esta zona se encuentra el departamento de Comayagua y Francisco Morazán (Ediciones Ramsés, 1996). Dichos departamentos se muestran en la ilustración 25 y 26.

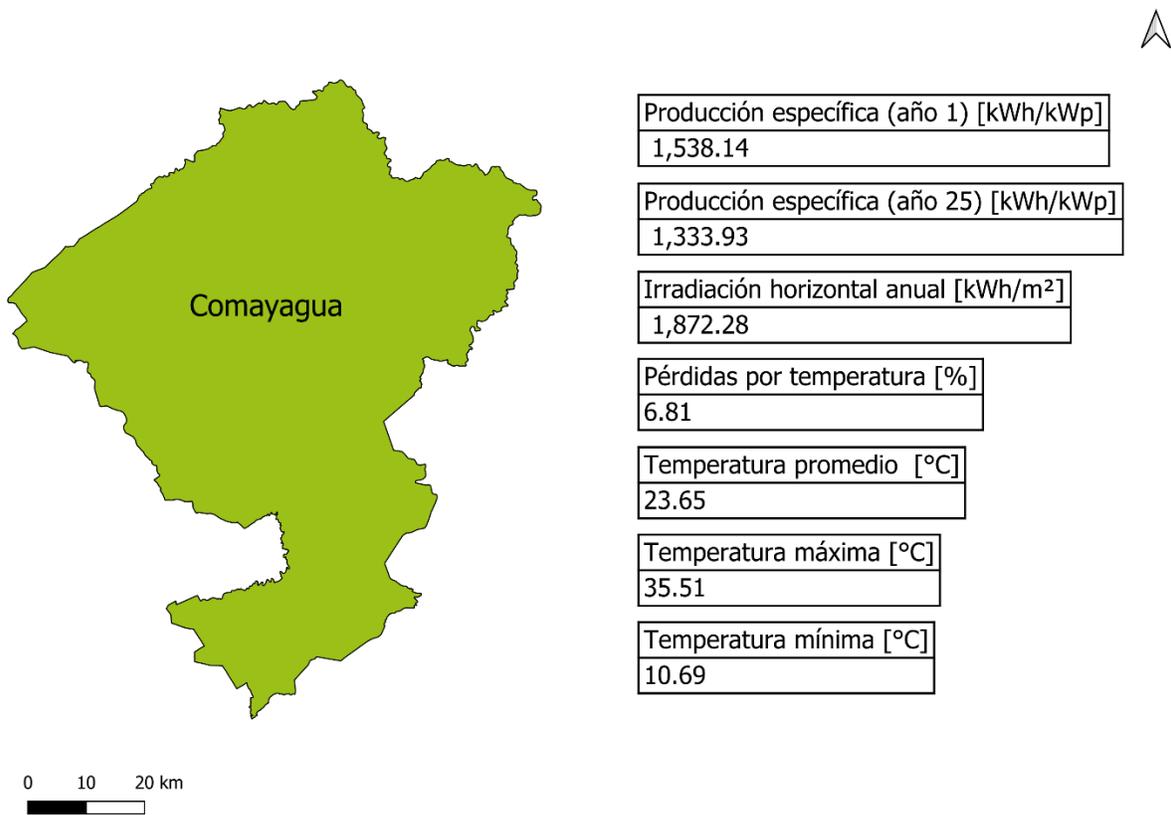
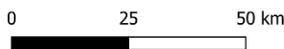


Ilustración 25: Información técnica de Comayagua

Fuente: Elaboración propia



Producción específica (año 1) [kWh/kWp]

1,602.36

Producción específica (año 25) [kWh/kWp]
--

1,396.79

Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]
--

1,954.83

Pérdidas por temperatura [%]

6.76

Temperatura promedio [°C]

22.84

Temperatura máxima [°C]

34.07

Temperatura mínima [°C]

10.45

Ilustración 26: Información técnica de Francisco Morazán

Fuente: Elaboración propia

En esta zona el departamento de Francisco Morazán presenta la mayor producción específica en el primer año con un valor de 1,602.36 kWh/kWp, recibe más irradiación horizontal anual que Comayagua con una irradiación de 1,954.83 kWh/m².

Por otro lado, Comayagua es el departamento que temperatura presenta en la zona. El porcentaje de pérdidas es de 6.81%, la temperatura promedio de 23.65 °C, la temperatura máxima de 35.51°C y la temperatura mínima de 10.69 °C.

5.1.4 ZONA SUR

El tipo de clima que posee esta zona es tropical seco con distribución bimodal de las lluvias, dicha estación abarca los meses de noviembre hasta abril (Benavides & Arias, 1995). En esta Zona se encuentra el departamento de Valle y Choluteca. En la ilustración 27 y 28 se muestran dichos departamentos.

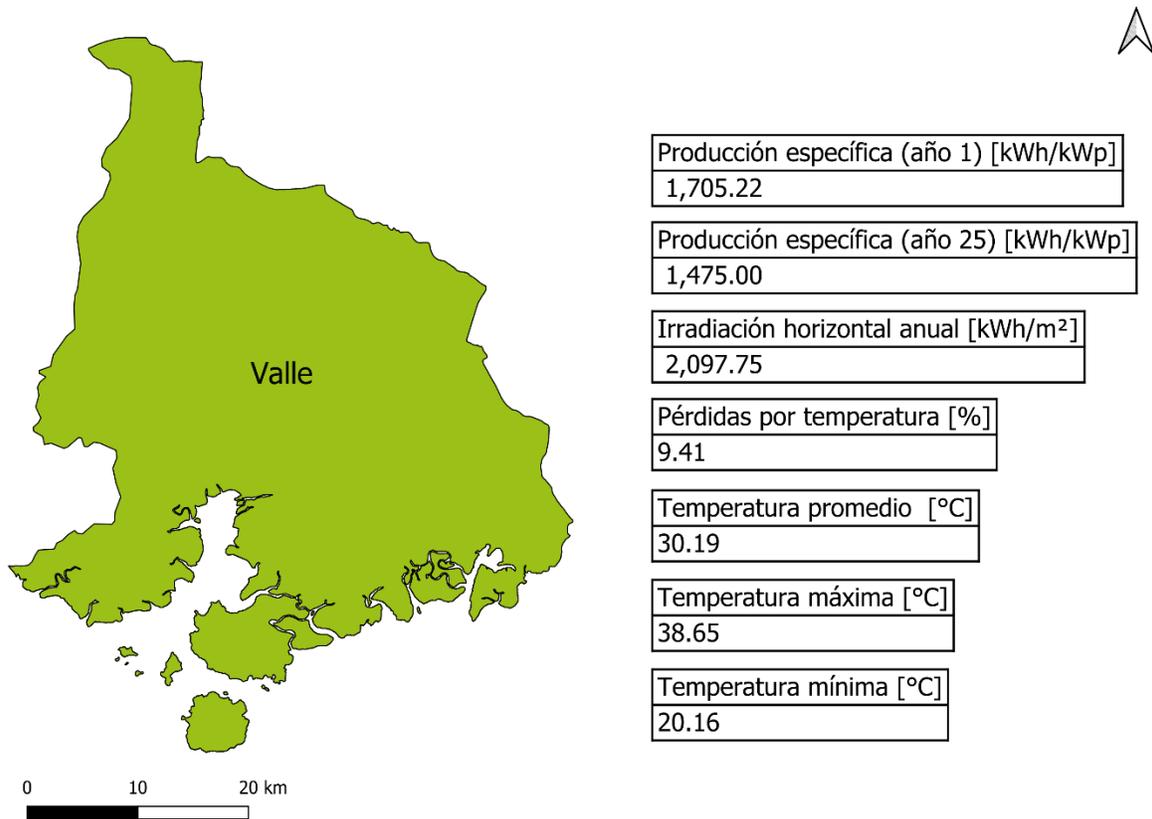
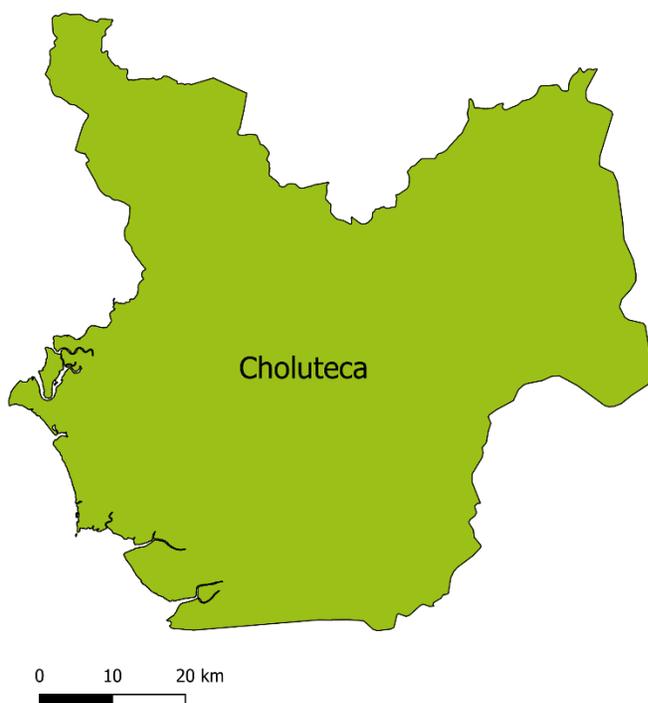


Ilustración 27: Información técnica de Valle

Fuente: Elaboración propia



Producción específica (año 1) [kWh/kWp]
1,711.69

Producción específica (año 25) [kWh/kWp]
1,485.18

Irradiación horizontal anual [kWh/m ²]
2,108.62

Pérdidas por temperatura [%]
8.99

Temperatura promedio [°C]
28.76

Temperatura máxima [°C]
38.16

Temperatura mínima [°C]
18.43

Ilustración 28: Información técnica de Choluteca

Fuente: Elaboración propia

Para esta zona el departamento de Choluteca presentó la mayor producción específica con respecto a Valle con una producción específica de 1,711.69 kWh/kWp así como también la irradiación horizontal más alta con un valor de 2,108.62 kWh/m².

Por otro lado, el departamento de valle posee las temperaturas más altas de los 2 departamentos, con pérdidas por temperatura de 9.41 %, temperatura promedio de 30.19 °C, temperatura máxima de 38.65 °C y una temperatura mínima de 20.16 °C.

5.1.5 ZONA ORIENTAL

Esta zona posee un clima de selva y las vastas áreas de bosque tropical lluvioso son característicos del lugar. Acá se ubican los departamentos de Olancho y El Paraíso (Ediciones Ramsés, 1996). En la ilustración 29 y 30 se muestran dichos departamentos.

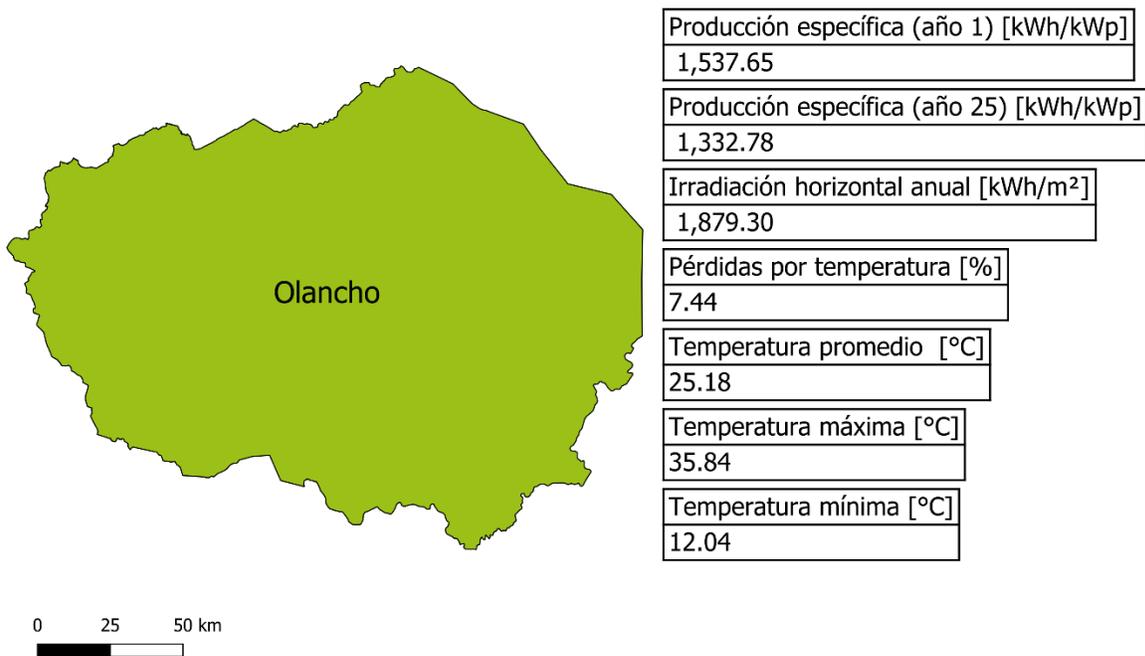


Ilustración 29: Información técnica de Olancho

Fuente: Elaboración propia

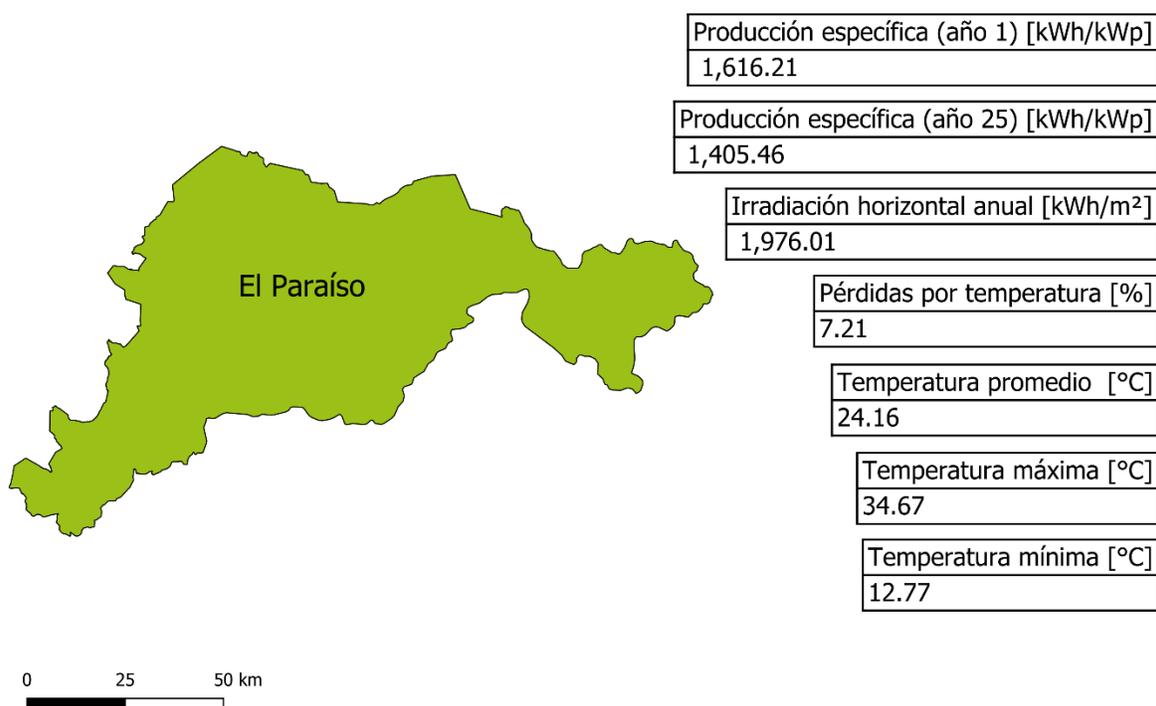


Ilustración 30: Información técnica de El Paraíso

Fuente: Elaboración propia

Para esta zona El Paraíso presenta la mayor producción específica en el primer año con una producción de 1,616.21 kWh/kWp y recibe la mayor irradiación horizontal anual de los 2 departamentos de la zona siendo la irradiación recibida de 1,976.01 y con una temperatura mínima ligeramente superior de Olancho de 12.77 °C.

Por otro lado, Olancho es el departamento que posee temperaturas más elevadas que El Paraíso salvo en la temperatura mínima. El porcentaje de pérdidas por temperatura en Olancho fueron de 7.44 %, y su temperatura promedio de 25.18 °C con una máxima de 35.84 °C.

5.2 INFORMACIÓN TÉCNICA POR MUNICIPIO EN HONDURAS

En este apartado se presenta un total de siete mapas los cuales se realizaron a nivel municipal. El mapa por mostrar corresponde al mapa de Honduras mostrando sus 298 municipios. Cada uno de estos mapas presentará los datos de una variable en concreto y se utilizaron colores para mostrar el rango en el cual se encuentra el valor de cada municipio. Dichos mapas se mostrarán desde la ilustración 31 hasta la ilustración 37.

Es importante mencionar que la información está ordenada de la siguiente manera: producción específica (año 1) [kWh/kWp], producción específica (año 25) [kWh/kWp], irradiación horizontal anual [kWh/m²], pérdidas por temperatura [%], temperatura promedio [°C], temperatura máxima [°C] y temperatura mínima [°C].

5.2.1 PRODUCCIÓN ESPECÍFICA EN EL AÑO UNO

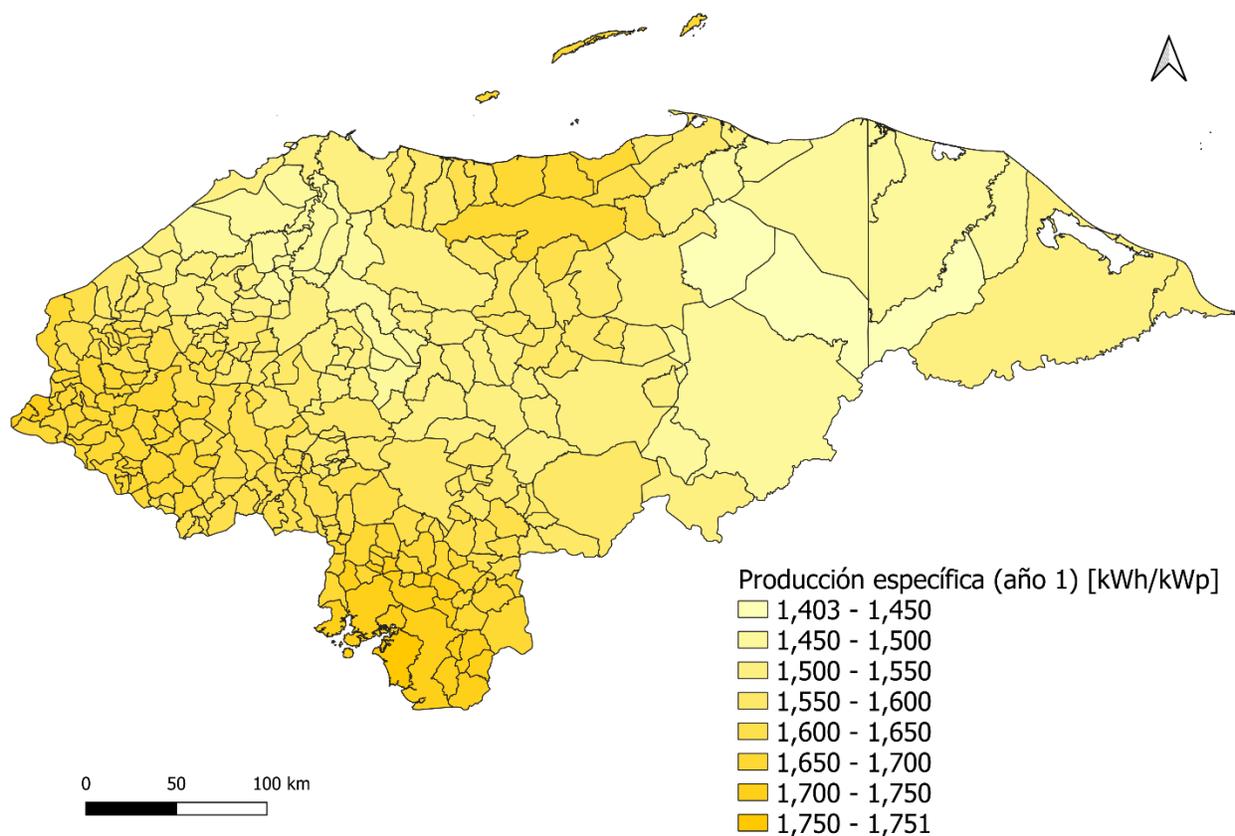


Ilustración 31: Producción específica (año 1) por municipios en Honduras

Fuente: Elaboración propia

Los municipios de Marcovia, Amapala y Namasigüe poseen las producciones específicas para el primer año más altas del país con valores en un rango de 1,748 - 1,751 kWh/kWp mientras que los municipios de Wampusirpi, Dulce nombre y San Esteban poseen las producciones específicas más bajas del país, con valores en el rango de 1,403 - 1,450 kWh/kWp.

Cabe mencionar que las buenas producciones específicas se presentan entre la franja suroccidental y sur de Honduras, así como también en los municipios de Jutiapa, Guanaja, José Santos Guardiola, Roatán, Olanchito, La Ceiba, Balfate y Utila los cuales se ubican en el norte del país.

5.2.2 PRODUCCIÓN ESPECÍFICA EN EL AÑO VEINTICINCO

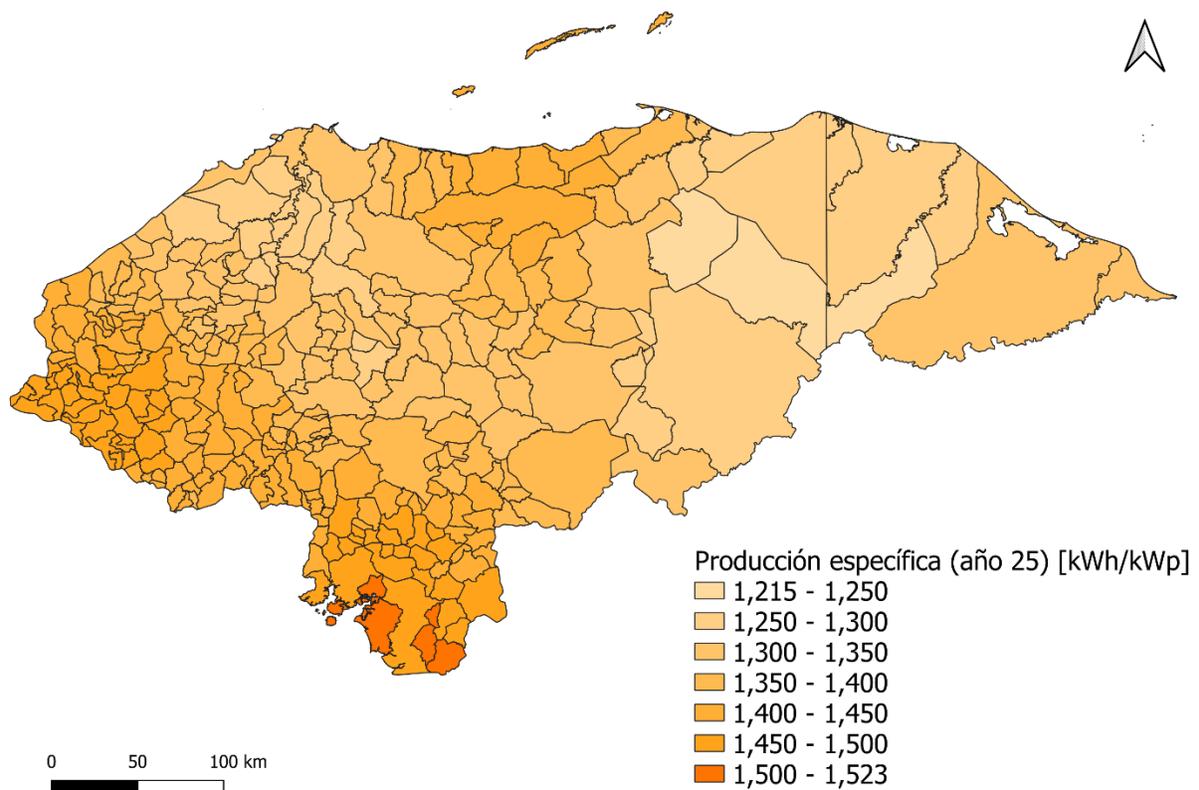


Ilustración 32: Producción específica (año 25) por municipios en Honduras

Fuente: Elaboración propia

Los municipios de Amapala, Namasigüe y Marcovia tienen las producciones específicas para el año veinticinco más altas en Honduras con valores en el rango de 1,517 - 1,523 kWh/kWp mientras que Wampusirpi, Dulce Nombre y San Esteban poseen las producciones específicas para el año veinticinco más bajas, con valores en el rango de 1,215 - 1,250 kWh/kWp.

Es importante mencionar que las buenas producciones específicas para el año veinticinco se presentan entre la franja suroccidental y sur de Honduras, así como también en los municipios de Guanaja, José Santos Guardiola, Roatán, Utila, El Porvenir, Esquipulas del Norte, Balfate, Arenal, Olanchito, Sonaguera, Jutiapa y La Ceiba, los cuales se ubican en el norte del país.

5.2.3 IRRADIACIÓN HORIZONTAL ANUAL

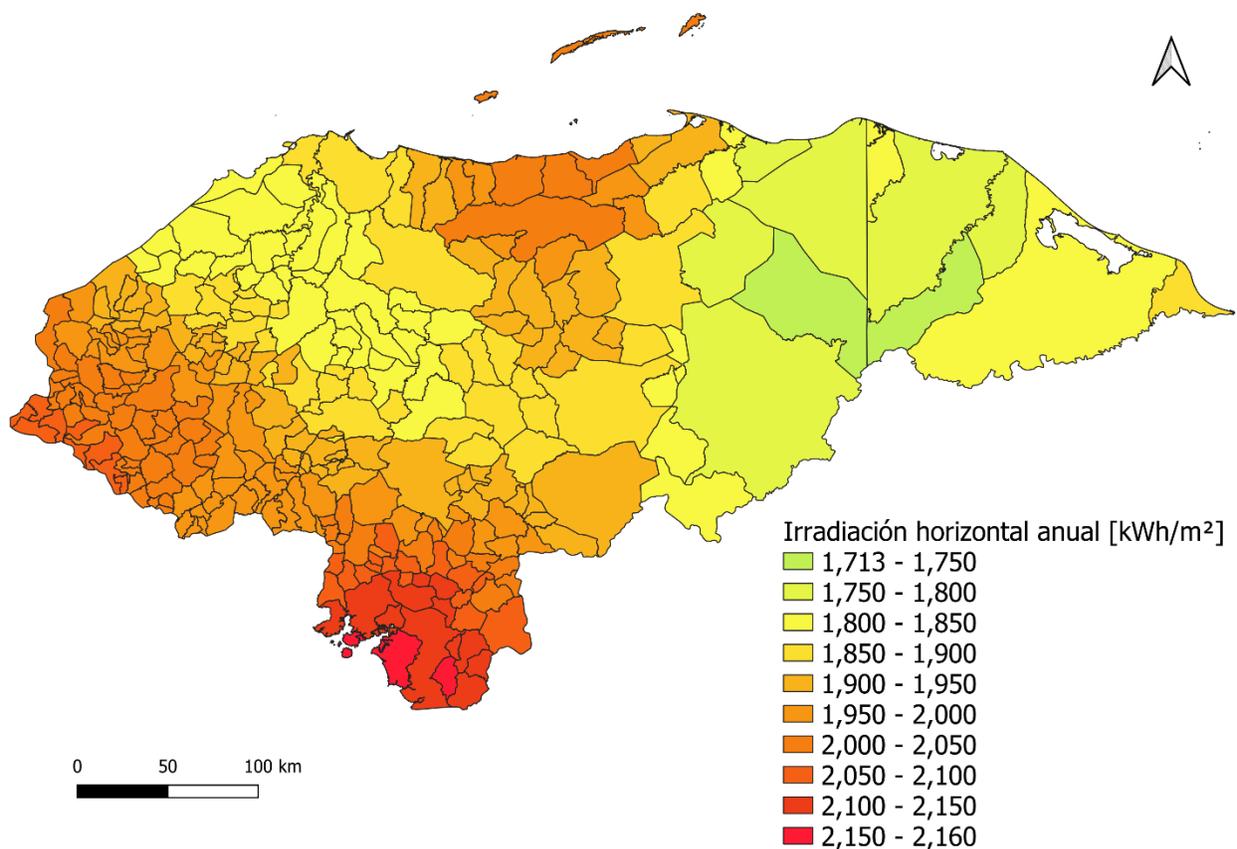


Ilustración 33: Irradiación horizontal anual de los municipios de Honduras

Fuente: Elaboración propia

En los municipios de Marcovia, Namasigüe y Amapala incide la mayor irradiación horizontal anual de Honduras, con valores en los rangos de 2,151.23 - 2,160 kWh/m², por contraparte, en los municipios de Dulce Nombre de Culmí, Wampusirpi y San Esteban la irradiación que reciben es la más baja del país con valores de 1,713 – 1,765 kWh/m².

Cabe mencionar que sobre los municipios ubicados entre la franja suroccidental y sur del país incide una buena irradiación horizontal anual, así como también al sur del departamento de El Paraíso y en algunos municipios ubicados en el norte.

5.2.4 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

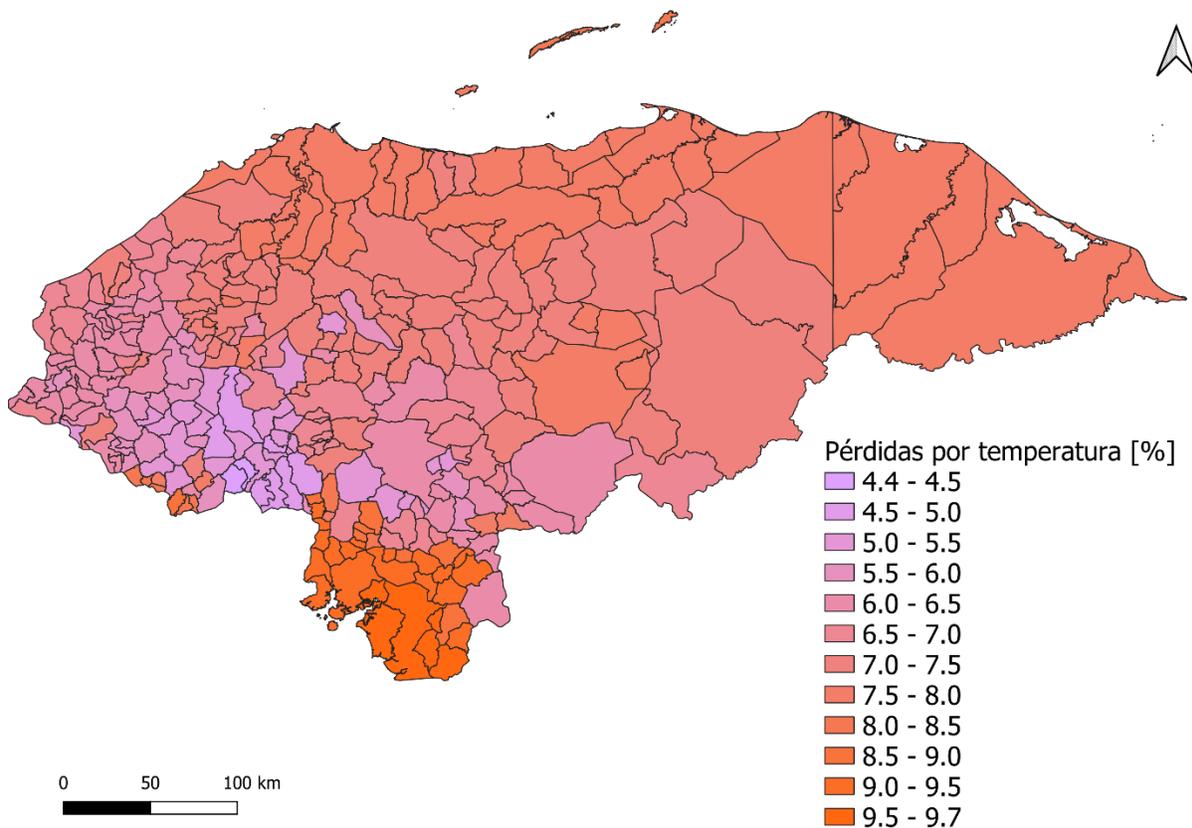


Ilustración 34: Pérdidas por temperatura que posee cada municipio de Honduras

Fuente: Elaboración propia

Las pérdidas por temperatura más bajas del país se encuentran en los municipios de Yarula, Santa Elena y Yamaranguila con valores en el rango de 4.4 – 4.6 % mientras que municipios de

Namasigüe, San Lorenzo y Santa Ana de Yusguare presentan las pérdidas por temperatura más altas con valores entre 9.6 – 9.7 %.

Las pérdidas más bajas se concentran en la zona suroccidental de Honduras, las pérdidas moderadamente altas (7.0 – 8.5 %) se ubican en la región noroccidental, en el norte de la zona central, en la zona atlántica y en la zona oriental del país. Por último, las pérdidas por temperatura alta (9.0 – 9.7 %) se ubican en la zona sur.

5.2.5 TEMPERATURA PROMEDIO

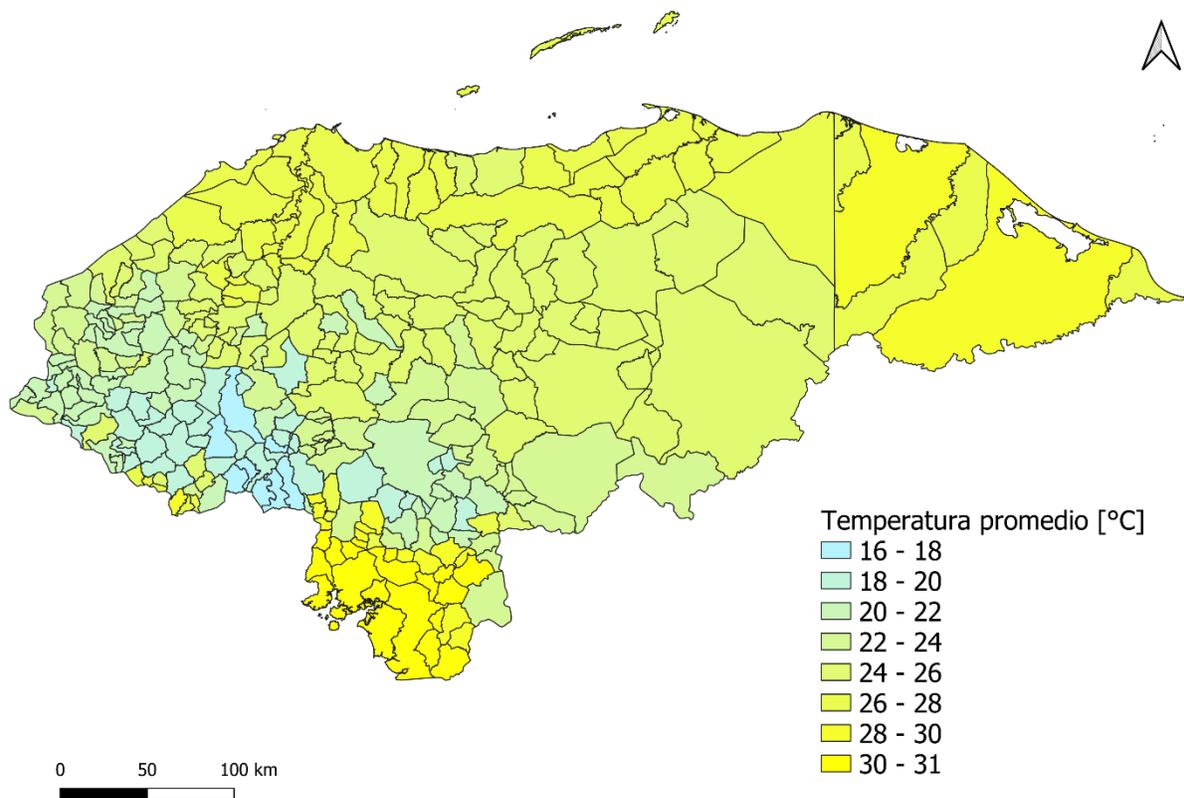


Ilustración 35: Temperatura promedio por municipio en Honduras

Fuente: Elaboración propia

Para la temperatura promedio, los municipios de Amapala, San Lorenzo y Nacaome poseen los valores más calientes los cuales se encuentran en el rango de 30 – 31 °C, por otro lado, los

municipios de Yarula, Cabañas y Santa Elena mostraron tener las temperaturas promedio más frías, con valores entre 16 – 17 °C.

Las temperaturas promedio frías se concentran entre el occidente y suroccidente del país, las temperaturas promedio moderadamente calientes (22 – 28 °C) están desde la región nororiental, norte, zona central y zona oriental de Honduras. Por último, las temperaturas promedio más calientes se encuentran en el este y zona sur.

5.2.6 TEMPERATURA MÁXIMA

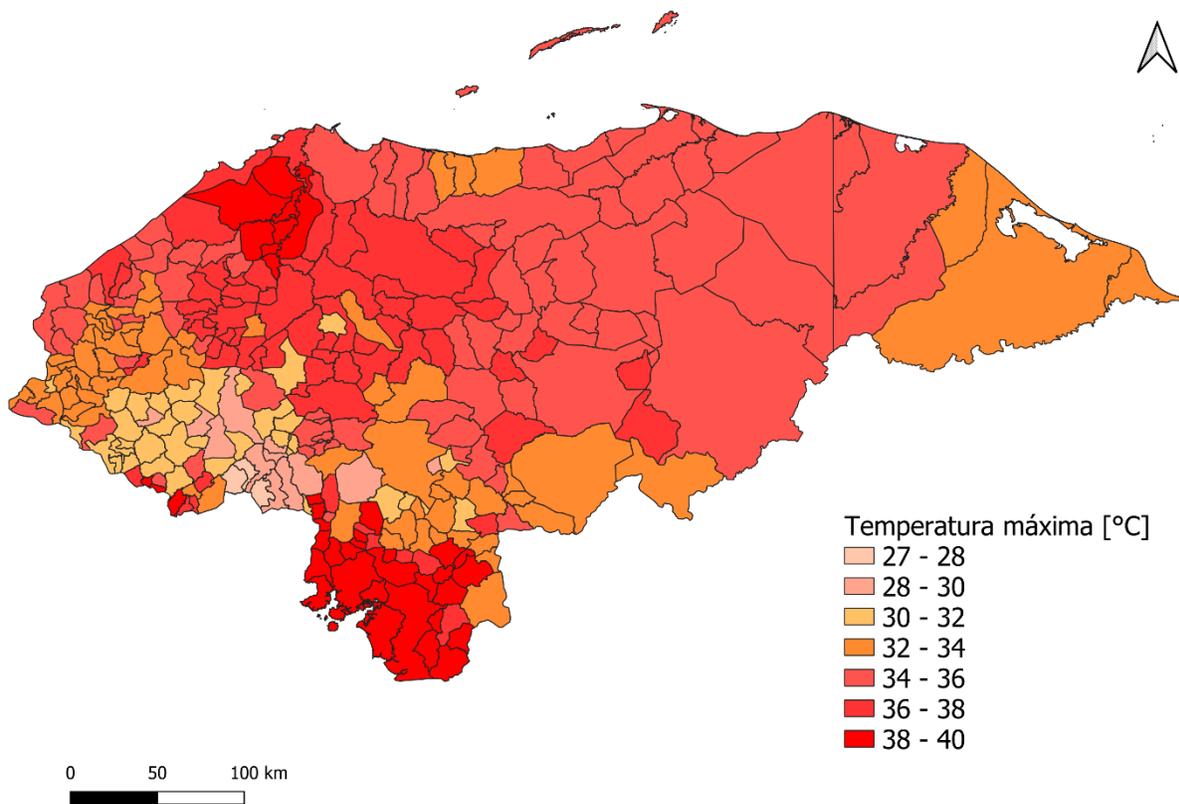


Ilustración 36: Temperatura máxima por municipio en Honduras

Fuente: Elaboración propia

Los municipios con las temperaturas máximas más altas corresponden a Choluteca, Santa Ana de Yusguare y Namasigüe con valores entre 39 – 40 °C mientras que Yarula, Santa Elena y Cabañas poseen las temperaturas máximas más bajas, con valores en el rango de 27 – 28 °C.

Las temperaturas máximas bajas (27 – 30 °C) se ubican en el suroccidente de Honduras y las más altas (36 – 40 °C) se encuentran en la zona sur del país y algunos en la zona norte, como ser Potrerillos, Choloma, Pimienta, San Pedro Sula, El Progreso, Villanueva, San Manuel y La Lima. Cabe mencionar que el municipio de San Marcos de Colón ubicado en el departamento de Choluteca es una excepción de esta zona debido a que ha alcanzado una temperatura máxima de 32.08 °C, el cual es bajo en comparación con los municipios aledaños a este.

5.2.7 TEMPERATURA MÍNIMA

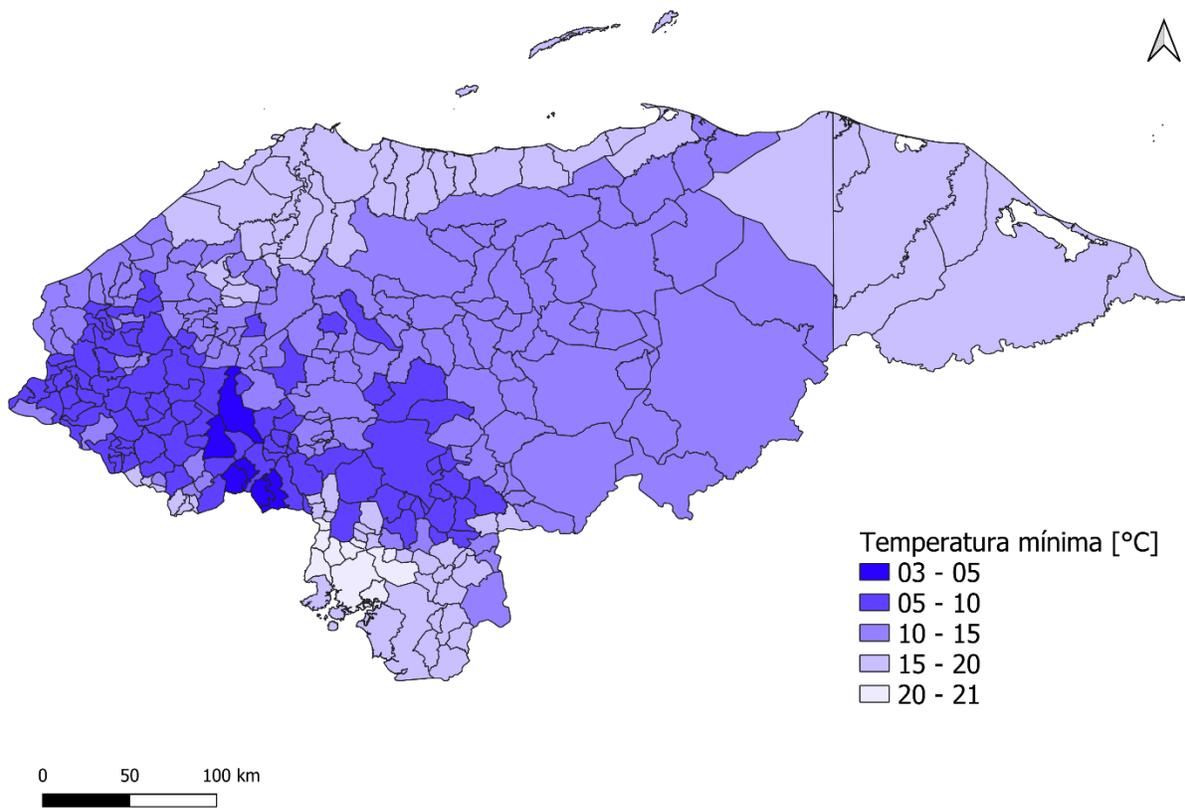


Ilustración 37: Temperatura mínima por municipio en Honduras

Fuente: Elaboración propia

Las temperaturas más frías pertenecen a los municipios de Yarula, Cabañas y Santa Elena los cuales poseen valores entre 3 – 5 °C y las temperaturas mínimas más calientes se encuentran en Caridad, San Lorenzo y Nacaome con valores en el rango de 20 – 21 °C.

Las temperaturas mínimas frías se encuentran en la zona occidental y central del país mientras que las temperaturas mínimas calientes están presentes en la zona atlántica, oriental y sur de Honduras.

VI. CONCLUSIONES

El atlas geográfico para uso en diseño de sistemas fotovoltaicos en Honduras se elaboró con el propósito de que ayude a reducir el tiempo de diseño de una instalación fotovoltaica, por lo menos en una etapa preliminar, en vista del crecimiento que ha tenido la tecnología en Honduras y el mundo. Dicho atlas consta de veinticinco mapas que se crearon en total, los cuales se dividen en dieciocho mapas a nivel departamental y siete mapas a nivel municipal. El atlas se trabajó mediante el uso de las herramientas PVsyst 7.2, QGIS 3.18.1 y Excel 2020 y para llevar a cabo la investigación, se realizaron las siguientes actividades:

- Se definieron las siguientes variables en la investigación: la producción específica para el primer año, producción específica para el año veinticinco, irradiación horizontal anual, pérdidas por temperatura, temperatura promedio, temperatura máxima y temperatura mínima.
- Se logró obtener los valores de temperatura promedio, temperatura máxima, temperatura mínima e irradiación horizontal anual para cada uno de los municipios y departamentos de Honduras.
- Se definió una configuración en PVsyst para Honduras el cual consistió en una instalación conectada a red, sobre terreno con un ángulo de inclinación de 15° y un azimut de 0° (orientado al sur). El arreglo solar cuenta con 200 módulos fotovoltaicos monocristalinos de silicio de 400 W ordenados de la siguiente manera: 25 módulos en una cadena y 8 cadenas en paralelo dando como resultado una potencia nominal DC de 80 kW. El inversor posee una potencia nominal AC de 60 kW junto con 8 entradas MPPT y tanto el inversor como los módulos solares son genéricos. Las pérdidas definidas del sistema son las que establece PVsyst por defecto más las siguientes pérdidas: se consideraron los módulos con un montaje libre con circulación de aire, también se consideró las pérdidas óhmicas del circuito CA (corriente alterna) con una longitud del inversor hasta el punto de inyección de 50 m, una caída de voltaje a través del diodo en serie de 0.7 V, un factor de pérdidas LID de 2.0 %, un factor de pérdidas por suciedad anual de 3.0 %, se tomó en cuenta utilizar la corrección espectral en las simulaciones y se consideró utilizar la degradación por envejecimiento para el primer año.

- Se logró obtener los valores de la producción específica en el primer año, la producción específica en el año veinticinco y las pérdidas por temperatura para cada uno de los municipios y departamentos del país.
- Se desarrollaron dieciocho mapas a nivel departamental a través de la herramienta QGIS los cuales muestran la siguiente información: producción específica en el año uno, la producción específica en el año veinticinco, irradiación horizontal anual, pérdidas por temperatura, temperatura promedio, temperatura máxima y temperatura mínima.
- Se desarrollaron siete mapas a nivel municipal a través de la herramienta QGIS los cuales presentan las siguientes variables por cada mapa: producción específica en el año uno, la producción específica en el año veinticinco, irradiación horizontal anual, pérdidas por temperatura, temperatura promedio, temperatura máxima y temperatura mínima.

La mayor limitación que tuvo este trabajo fue que no se contó con una estación meteorológica para cada municipio de Honduras, tampoco se tuvo acceso a los historiales meteorológicos de todas las estaciones meteorológicas del país ni los fondos suficientes para utilizar una base de datos con registros meteorológicos más actualizados y debido a esto se decidió obtener la información meteorológica a través de una base de datos que crea un año meteorológico típico en Honduras basándose en la información que ellos tienen disponible (datos entre el año 2000 - 2009). En vista de que Meteonorm crea el año meteorológico típico a partir de un modelo estadístico, los valores de radiación pueden tener un margen de error 7% y para temperatura de 1.3 °C (AG, y otros, 2020).

Pese a estas limitaciones, se cree que este trabajo puede servir como referencia a la hora de decidir en qué partes de Honduras conviene más instalar un sistema fotovoltaico, así como también poder conocer las zonas cálidas o frías del país. También se espera que el atlas pueda ayudar a los diseños preliminares de los sistemas fotovoltaicos conectados a red y montados sobre terreno.

VII. RECOMENDACIONES

- Se sugiere añadir más variables a los mapas actuales para hacer crecer más estos mapas debido a que en el presente documento no se consideraron todas las variables que son útiles para el diseño de sistemas fotovoltaicos como, por ejemplo, PR típicos en el municipio, irradiación difusa o la velocidad del viento.
- Se recomienda utilizar Meteonorm para obtener datos meteorológicos de localidades geográficas que no cuenten con estación meteorológica para tener un aproximado de los parámetros presentes en el lugar o si no dispone de una fuente que le proporcione información meteorológica.
- Se recomienda utilizar la información de las producciones específicas solo si el sistema fotovoltaico cuenta solamente con un inversor y que su instalación sea sobre terreno.
- Se recomienda instalar un sistema fotovoltaico en la zona sur o suroccidente del país debido a las buenas producciones específicas y más al suroccidente si se desea tener bajas pérdidas por temperatura.
- Si se desea instalar un sistema fotovoltaico en Honduras, se recomienda hacerlo en el departamento de Choluteca en vista de que presenta una buena producción específica para el primer año de 1,711.69 kWh/kWp.
- El municipio recomendado para instalar un proyecto solar fotovoltaico sobre tierra es Marcovia debido a que presentó la mayor producción específica para el primer año en Honduras con un valor de 1,751 kWh/kWp.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

- Abdeen, O. (2019). The impacts of the geographical location on the performance of PV system - Skikda in Algeria and Atbara in Sudan: case study. *Renewable Energy Technology*, 4.
- AG, M., Remund, J., Müller, S., Schmutz, M., Barsotti, D., Graf, P., & Cattin, R. (2020). *Handbook part I: Software*. Meteotest AG.
- Allam, E. (8 de Abril de 2017). *www.linkedin.com*. Obtenido de 7 Most Popular Solar PV Design and Simulation Software: <https://www.linkedin.com/pulse/7-most-popular-solar-pv-design-simulation-software-eslam-allam>
- alusínsolar. (s.f.). *alusinsolar.com*. Obtenido de Tipos de estructuras para paneles solares: <https://alusinsolar.com/tipos-estructuras-paneles-solares/>
- Bellini, E. (6 de Abril de 2020). *World now has 583.5 GW of operational PV*. Obtenido de *www.pv-magazine.com* : <https://www.pv-magazine.com/2020/04/06/world-now-has-583-5-gw-of-operational-pv/>
- Bembibre, C. (2013). *www.definicionabc.com*. Obtenido de Definición de Atlas: <https://www.definicionabc.com/geografia/atlas.php>
- Benavides, J. E., & Arias, R. (1995). *Sistemas Tradicionales y Agroforestales de Producción Caprina en América Central y República Dominicana*. Turrialba, Costa Rica.
- Cepeda, J., & Sierra, A. (s.f.). *Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones*. Bogotá, Colombia. Obtenido de <https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/4196/cepedajuan2017.pdf?sequence=1>
- Colegio24hs. (2004). *Temperatura y calor* (Colegio24hs ed.). Obtenido de <https://elibro.net/es/lc/unitechn/titulos/27148>
- Collado, E. (13 de Julio de 2015). *www.energias-renovables.com*. Obtenido de Los efectos de la temperatura en la producción de las instalaciones fotovoltaicas: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/los-efectos-de-la-temperatura-en-la-20150713>

- Departamento de Urbanismo. (Junio 2005). Sistemas fotovoltaicos en Arquitectura y Urbanismo. *Revista de urbanismo* , 12.
- Diercol Solar. (s.f.). *diercol-solar.com*. Obtenido de ENERGÍA SOLAR HÍBRIDA: <https://diercol-solar.com/info/energia-solar-hibrida/>
- Ediciones Ramsés. (1996). *Atlas Geográfico de Honduras* (2009-2010 ed.). Tegucigalpa: Ediciones Ramsés.
- Ekici, S., & Kopru, M. A. (2017). Investigation of PV System Cable Losses. *International Journal of Renewable Energy Research*.
- Energys Energias Renovables. (s.f.). *www.energys-bo.com*. Obtenido de Sistema Fotovoltaico Híbrido: <https://www.energys-bo.com/Sistema-fotovoltaico-hibrido>
- Equipo Cambio Climático. (27 de Julio de 2018). *Energía solar: La revolución que impulsa el desarrollo de Honduras*. Obtenido de idbinvest.org: <https://idbinvest.org/es/blog/energia/energia-solar-la-revolucion-que-impulsa-el-desarrollo-de-honduras>
- exeo ENERGY. (s.f.). *www.exeoenergy.co.uk*. Obtenido de Cómo calcular el rendimiento específico anual de tus paneles fotovoltaico: <https://www.exeoenergy.co.uk/solar-panels/solar-panel-output/>
- Flores, M. A., Soto, R., Toledo, J. A., Ventura, H. V., Carvalho, R., & Sánchez, J. M. (2018). Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de Honduras, 2018. Ciudad de México, México.
- Foen Solar Bracket. (s.f.). *es.foenpv.com*. Obtenido de Soportes De Montaje Del Techo Del Panel Solar: https://es.foenpv.com/solar-panel-roof-mounting-brackets_p90.html
- FUZEN. (s.f.). *www.fuzen.io*. Obtenido de List of solar PV design software tools: <https://www.fuzen.io/solar-epc/list-of-solar-pv-design-software-tools/>
- González, M., Ramos, I., Juan, F., & Preciado, J. (2013). Los atlas como instrumentos para la toma de decisiones a nivel regional en salud. *Terra Nueva Etapa*, 45.

- Hilcu, M. (13 de Enero de 2021). *www.otovo.es*. Obtenido de El autoconsumo fotovoltaico con o sin conexión a la red explicado: <https://www.otovo.es/blog/autoconsumo/autoconsumo-electrico-conectado-o-aislado/#:~:text=Una%20instalaci%C3%B3n%20aislada%20fotovoltaica%20de,tercera%20instalaci%C3%B3n%20propia%20o%20ajena>.
- Holt, M. (1 de Junio de 2004). *www.ecmweb.com*. Obtenido de No permita que la caída de voltaje baje su sistema: <https://www.ecmweb.com/national-electrical-code/code-basics/article/20892807/dont-let-voltage-drop-get-your-system-down#:~:text=The%20NEC%20recommends%20that%20the,issue%2C%20not%20a%20safety%20issue>.
- IEA. (2014). *PVPS Report Snapshot of Global PV 1992-2013*. Obtenido de *iea-pvps.org*: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2013_-_final_3.pdf
- IEA. (2019). *Trends in photovoltaic applications 2019*. Obtenido de *iea-pvps.org*: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/02/5319-iea-pvps-report-2019-08-lr.pdf>
- IEA. (Abril de 2020). *Snapshot of Global PV Markets*. Obtenido de *iea-pvps.org*: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/04/IEA_PVPS_Snapshot_2020.pdf
- IHCIT. (2012). *ATLAS CLIMÁTICO Y DE GESTIÓN DE RIESGO DE HONDURAS*. Tegucigalpa.
- INIA-URURI. (2016). *puntoganadero.cl*. Obtenido de Radiación Solar - Conceptos y Aplicaciones: https://puntoganadero.cl/imagenes/upload/_5cc085baa668a.pdf
- Jiménez, J. A., & Torres, C. G. (2015). *Termodinámica*. (G. E. Patria, Ed.) Obtenido de <https://elibro.net/es/ereader/unitechn/39466?page=24>
- López, R. C. (2020). *cceea.co*. Obtenido de Equipos que conforman un Sistema Interconectado a la Red: <https://cceea.co/blog/energia-solar-fotovoltaica/equipos-que-conforman-un-sistema-interconectado-a-la-red>

- Lorenzo, J. A. (s.f.). *www.sfe-solar.com*. Obtenido de ¿Cómo calcular la sección de conductores para instalaciones de paneles solares?: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/calculo-seccion-de-cable-para-paneles-solares/>
- Lozada, J. L. (2017). *Análisis experimental de la relación de la temperatura de operación de un módulo fotovoltaico y su voltaje de circuito abierto*. Colombia. Obtenido de <https://red.uao.edu.co/bitstream/handle/10614/10010/T07673.pdf;jsessionid=8C10461C2544B26ACB9848197D8C6124?sequence=5>
- Machado, S., Stocco, M., & Bruno, R. (2016). *Diseño de una planta Solar Fotovoltaica de 50MW*. Montevideo.
- Marquito Webdesign & SEO. (s.f.). *xplorhonduras*. Obtenido de Clima de Honduras: <http://www.xplorhonduras.com/clima-de-honduras/>
- Micobe. (04 de Marzo de 2013). *pensamientodesistemasaplicado.blogspot.com*. Obtenido de Definiendo el alcance de una investigación: exploratoria, descriptiva, correlacional o explicativa: <https://pensamientodesistemasaplicado.blogspot.com/2013/03/definiendo-el-alcance-de-una.html>
- National Geographic. (9 de Agosto de 2018). *www.ngenespanol.com*. Obtenido de Nacaome-Valle, la planta solar más grande de Latinoamérica: <https://www.ngenespanol.com/naturaleza/mf89b-nacaome-valle-honduras-fotos/>
- NSRDB. (s.f.). *nsrdb.nrel.gov*. Obtenido de Typical Meteorological Year (TMY): <https://nsrdb.nrel.gov/about/tmy.html>
- Pérez, B. (Junio de 2020). *Todo lo que necesitas saber sobre la energía fotovoltaica*.
- Porto, P. J., & Gardey, A. (2011). *definicion.de*. Obtenido de Definición de Atlas: <https://definicion.de/atlas/>
- PVsystem. (s.f.). *www.pvsyst.com*. Obtenido de Meteorological data sources: https://www.pvsyst.com/help/meteo_notes_datasources.htm
- QuestionPro. (s.f.). *www.questionpro.com*. Obtenido de Diseño de investigación. Elementos y características: <https://www.questionpro.com/blog/es/disenio-de->

- Tritec Intervento. (11 de Julio de 2020). *tritec-intervento.cl*. Obtenido de EFICIENCIA DEL PANEL SOLAR (PARTE I): <https://tritec-intervento.cl/eficiencia-del-panel-solar-parte-i/#:~:text=La%20eficiencia%20del%20panel%20solar,15%25%20a%20casi%2020%25>.
- Vázquez, C. T. (2018). *Energía solar fotovoltaica*. (C. Pina, Ed.) Obtenido de <https://elibro.net/es/ereader/unitechn/45047?page=8>
- Ventura, M. A., Alas, E. L., & Rivera, N. L. (2012). *Eficiencia Energética y Potencial de Generación Fotovoltaica en la Ciudad Universitaria*. El Salvador. Obtenido de http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/1871/1/Eficiencia_Energetica_y_PFV_en_la_Ciudad_Universitaria.pdf
- Villatoro, H. (s.f.). *Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica*. UNITEC, Facultad de Ingeniería y Arquitectura, San Pedro Sula.
- WANHOS. (s.f.). <http://m.pv-mounting.com/>. Obtenido de Sistema de tierra del perno U del tormento del panel solar: <http://m.pv-mounting.com/roof-mounting-system/solar-panel-racking-u-bolt-ground-system.html>
- Zhang, T. (14 de Agosto de 2017). *solarpowerworldonline.com*. Obtenido de ¿Cuál es un buen valor para kWh / kWp? Una descripción general del rendimiento específico: [https://www.solarpowerworldonline.com/2017/08/specific-yield-overview/#:~:text=Specific%20yield%20\(or%20simply%20%E2%80%9Cyield,Location](https://www.solarpowerworldonline.com/2017/08/specific-yield-overview/#:~:text=Specific%20yield%20(or%20simply%20%E2%80%9Cyield,Location).

IX. ANEXOS

En el anexo 1 se muestran los datos por municipio recopilados del Meteonorm 8.0 así como también los resultados obtenidos producto de las simulaciones realizadas.

Anexo 1: Datos tabulados por municipio

Departamento	Municipio	Temp. promedio [°C]	Temp. máxima [°C]	Temp. mínima [°C]	Prod. especí. (año 1) [kWh/kWp]	Irrad. horizontal anual [kWh/m ²]	Pérdidas por temperatura [%]	Prod. especí. (año 25) [kWh/kWp]
Atlántida	Arizona	27.27	34.90	15.89	1,556.00	1,894.71	7.70	1,346.25
Atlántida	El Porvenir	25.97	33.76	15.86	1,643.00	1,987.00	7.50	1,420.00
Atlántida	Esparta	26.76	34.53	15.79	1,585.00	1,927.05	7.70	1,373.75
Atlántida	Jutiapa	26.25	34.03	15.53	1,673.00	2,024.10	7.70	1,447.50
Atlántida	La Ceiba	25.97	33.73	15.80	1,659.00	2,004.33	7.60	1,440.00
Atlántida	La Masica	26.43	34.38	15.63	1,590.00	1,927.35	7.60	1,380.00
Atlántida	San Francisco	26.18	33.92	15.63	1,608.00	1,952.23	7.50	1,397.50
Atlántida	Tela	27.49	34.98	16.06	1,541.00	1,877.52	7.80	1,330.00
Choluteca	Apacilagua	30.14	39.51	19.83	1,695.00	2,096.50	9.50	1,472.74
Choluteca	Choluteca	30.21	39.78	19.79	1,738.00	2,147.91	9.60	1,496.19
Choluteca	Concepción de María	29.98	39.17	19.60	1,719.00	2,124.71	9.50	1,494.81
Choluteca	Duyure	22.35	32.54	11.45	1,667.00	2,028.77	6.50	1,444.11
Choluteca	El Corpus	28.58	37.70	18.25	1,722.00	2,122.72	8.90	1,494.63
Choluteca	El Triunfo	30.12	39.30	19.78	1,733.00	2,142.32	9.60	1,501.33

Choluteca	Marcovia							
		30.24	39.61	19.94	1,751.00	2,159.24	9.60	1,517.20
Choluteca	Morolica							
		30.06	39.48	19.87	1,652.00	2,046.24	9.40	1,427.74
Choluteca	Namasigüe							
		30.21	39.70	19.82	1,748.00	2,158.38	9.70	1,521.84
Choluteca	Orocuina							
		30.13	39.50	19.82	1,704.00	2,104.85	9.50	1,480.81
Choluteca	Pespire							
		30.18	39.17	20.20	1,729.00	2,126.67	9.50	1,493.08
Choluteca	San Antonio de Flores							
		30.18	39.22	20.25	1,693.00	2,084.01	9.40	1,464.64
Choluteca	San Isidro							
		28.59	37.81	18.58	1,712.00	2,104.03	8.90	1,487.50
Choluteca	San José							
		26.74	36.17	16.32	1,707.00	2,092.06	8.20	1,487.50
Choluteca	San Marcos de Colón							
		22.20	32.08	11.56	1,689.00	2,062.32	6.50	1,473.75
Choluteca	Santa Ana de Yusguare							
		30.21	39.77	19.81	1,730.00	2,137.23	9.60	1,505.00
Colón	Balfate							
		26.65	34.18	15.68	1,656.00	2,012.69	7.80	1,446.25
Colón	Bonito Oriental							
		26.90	35.76	14.31	1,493.00	1,815.84	7.70	1,285.00
Colón	Iriona							
		27.51	35.78	15.69	1,477.00	1,795.56	7.80	1,282.50
Colón	Limón							
		27.16	35.79	14.82	1,479.00	1,798.24	7.70	1,281.25
Colón	Sabá							
		26.44	35.22	14.15	1,609.00	1,960.76	7.80	1,391.25
Colón	Santa Fe							
		27.21	35.52	15.22	1,581.00	1,930.31	8.00	1,362.50
Colón	Santa Rosa de Agúan							
		27.32	35.99	14.91	1,523.00	1,849.83	7.90	1,312.50
Colón	Sonaguera							
		26.47	35.01	14.48	1,621.00	1,974.87	7.80	1,402.50
Colón	Tocoa							
		26.71	35.43	14.31	1,550.00	1,888.61	7.80	1,341.25
Colón	Trujillo							
		27.23	35.62	15.12	1,581.00	1,919.30	7.90	1,370.00
Comayagua	Ajuterique							
		23.82	35.73	10.65	1,565.00	1,902.45	6.90	1,358.75
Comayagua	Comayagua							
		24.28	36.22	11.21	1,551.00	1,883.16	7.00	1,347.50
Comayagua	El Rosario							
		24.37	36.38	11.14	1,533.00	1,879.50	7.20	1,336.25

Comayagua	Esquíás	24.75	36.75	11.24	1,496.00	1,828.63	7.20	1,296.25
Comayagua	Humuya	23.28	34.95	10.30	1,591.00	1,926.59	6.70	1,376.25
Comayagua	La Libertad	25.10	37.55	12.43	1,508.00	1,841.75	7.30	1,310.00
Comayagua	La Trinidad	24.68	36.72	11.47	1,517.00	1,854.94	6.30	1,307.50
Comayagua	Lamaní	22.09	33.62	9.49	1,604.00	1,936.27	7.30	1,391.25
Comayagua	Las Lajas	20.17	31.73	7.22	1,510.00	1,829.17	5.50	1,310.00
Comayagua	Lejamaní	23.49	35.32	10.44	1,562.00	1,896.20	6.70	1,357.50
Comayagua	Meámbar	25.25	36.99	12.95	1,512.00	1,846.55	7.30	1,308.75
Comayagua	Minas de Oro	21.48	33.07	8.55	1,500.00	1,828.01	6.00	1,305.00
Comayagua	Ojo de Agua	25.13	37.21	12.57	1,510.00	1,846.06	7.30	1,305.00
Comayagua	San Jerónimo	25.05	37.50	12.41	1,519.00	1,853.34	7.30	1,316.25
Comayagua	San José de Comayagua	23.78	36.10	11.07	1,559.00	1,899.29	6.90	1,358.75
Comayagua	San José del Potrero	24.82	36.37	11.42	1,498.00	1,831.33	7.20	1,302.50
Comayagua	San Luis	24.40	36.32	10.92	1,496.00	1,828.39	7.10	1,293.75
Comayagua	San Sebastián	23.51	35.15	10.49	1,583.00	1,917.93	6.80	1,372.50
Comayagua	Siguetepeque	19.03	30.32	6.20	1,552.00	1,878.61	5.10	1,350.00
Comayagua	Taulabé	24.44	36.43	11.68	1,562.00	1,902.98	6.90	1,353.75
Comayagua	Villa de San Antonio	23.76	35.34	10.66	1,573.00	1,906.62	7.10	1,355.00
Copán	Cabañas	22.93	34.45	11.36	1,649.00	2,003.00	6.70	1,441.25
Copán	Concepción	21.51	33.70	9.29	1,634.00	1,988.16	6.20	1,435.00
Copán	Copán Ruinas	23.89	35.03	13.06	1,653.00	2,007.45	7.00	1,432.50
Copán	Corquín	21.31	33.23	8.91	1,676.00	2,033.95	6.20	1,470.00
Copán	Cucuyagua	22.02	33.79	9.84	1,677.00	2,026.45	6.40	1,453.75

Copán	Dolores	21.58	33.79	9.38	1,616.00	1,966.51	6.20	1,415.00
Copán	Dulce Nombre	21.56	33.70	9.38	1,610.00	1,960.22	6.20	1,401.25
Copán	El Paraíso	23.79	35.37	12.85	1,613.00	1,960.32	6.80	1,402.50
Copán	Florida	24.87	36.30	13.54	1,598.00	1,945.38	7.20	1,387.50
Copán	La Jigua	24.53	36.22	13.12	1,568.00	1,916.68	7.10	1,366.25
Copán	La Unión	22.07	33.89	9.94	1,662.00	2,007.64	6.30	1,442.50
Copán	Nueva Arcadia	23.85	35.61	12.23	1,560.00	1,907.14	6.80	1,355.00
Copán	San Agustín	21.24	33.32	9.01	1,641.00	1,991.48	6.10	1,441.25
Copán	San Antonio	23.70	35.30	12.34	1,595.00	1,945.33	6.80	1,378.75
Copán	San Jerónimo	21.58	33.72	9.38	1,593.00	1,938.26	6.10	1,378.75
Copán	San José	23.15	34.94	11.48	1,622.00	1,966.42	6.60	1,407.50
Copán	San Juan de Opoa	21.72	33.58	9.58	1,650.00	1,993.78	6.20	1,437.50
Copán	San Nicolás	22.86	34.71	11.05	1,586.00	1,930.49	6.50	1,378.75
Copán	San Pedro	21.48	33.60	9.62	1,674.00	2,022.01	6.10	1,452.50
Copán	Santa Rita	23.18	34.60	11.80	1,631.00	1,985.46	6.80	1,420.00
Copán	Santa Rosa de Copán	21.39	33.62	9.19	1,635.00	1,998.28	6.20	1,422.50
Copán	Trinidad	21.53	33.59	9.36	1,603.00	1,946.47	6.10	1,392.50
Copán	Veracruz	22.17	34.12	10.26	1,626.00	1,968.91	6.30	1,418.75
Cortés	Choloma	26.60	38.21	15.96	1,499.00	1,829.51	7.60	1,291.25
Cortés	La Lima	26.58	39.57	16.01	1,487.00	1,814.09	7.60	1,288.75
Cortés	Omoa	26.57	36.34	15.34	1,510.00	1,840.02	7.60	1,311.25
Cortés	Pimienta	26.56	38.27	16.08	1,496.00	1,823.56	7.60	1,300.00
Cortés	Potrерillos	26.56	38.05	16.07	1,492.00	1,819.00	7.50	1,282.50

Cortés	Puerto Cortés	26.74	36.73	15.87	1,545.00	1,880.34	7.70	1,336.25
Cortés	San Antonio de Cortés	24.84	37.35	12.44	1,500.00	1,837.42	7.20	1,291.25
Cortés	San Francisco de Yojoa	25.38	36.23	13.74	1,518.00	1,853.10	7.20	1,306.25
Cortés	San Manuel	26.59	39.00	15.95	1,491.00	1,817.32	7.60	1,292.50
Cortés	San Pedro Sula	26.50	38.48	15.38	1,485.00	1,814.16	7.50	1,282.50
Cortés	Santa Cruz de Yojoa	24.99	36.98	12.85	1,506.00	1,839.49	7.20	1,303.75
Cortés	Villanueva	26.54	38.80	15.83	1,488.00	1,817.44	7.60	1,290.00
El Paraíso	Alauca	25.73	35.86	15.26	1,595.00	1,951.75	7.60	1,386.25
El Paraíso	Danlí	22.58	33.25	10.70	1,573.00	1,906.18	6.40	1,373.75
El Paraíso	El Paraíso	22.25	32.57	11.38	1,590.00	1,937.69	6.50	1,391.25
El Paraíso	Güinope	19.78	31.26	7.70	1,621.00	1,987.40	5.80	1,415.00
El Paraíso	Jacaleapa	22.18	32.96	10.70	1,592.00	1,932.58	6.40	1,385.00
El Paraíso	Liure	30.03	39.34	19.82	1,686.00	2,081.55	9.40	1,443.75
El Paraíso	Morocelí	23.24	34.66	10.64	1,577.00	1,917.08	6.80	1,362.50
El Paraíso	Oropolí	26.08	36.11	15.35	1,620.00	1,988.65	7.90	1,416.25
El Paraíso	Potreriillos	22.80	34.04	10.42	1,592.00	1,938.47	6.80	1,390.00
El Paraíso	San Antonio de Flores	22.15	32.74	10.82	1,643.00	2,004.24	6.50	1,428.75
El Paraíso	San Lucas	21.32	32.46	9.56	1,643.00	2,016.89	6.40	1,425.00
El Paraíso	San Matías	22.19	32.78	10.86	1,577.00	1,921.86	6.40	1,373.75
El Paraíso	Soledad	28.71	37.96	18.52	1,707.00	2,100.70	9.10	1,488.75
El Paraíso	Teupasenti	24.73	36.09	11.65	1,549.00	1,887.00	7.30	1,346.25
El Paraíso	Texiguat	28.68	38.06	18.54	1,685.00	2,072.49	8.90	1,457.50
El Paraíso	Trojes	23.58	33.50	12.18	1,513.00	1,839.81	6.60	1,322.50

El Paraíso	Vado Ancho	29.17	38.59	18.98	1,669.00	2,057.81	9.10	1,442.50
El Paraíso	Yauyupe	21.95	33.22	9.67	1,673.00	2,038.49	6.60	1,452.50
El Paraíso	Yuscarán	21.96	33.35	9.97	1,603.00	1,963.47	6.50	1,402.50
Francisco Morazán	Alubarén	28.63	37.99	18.77	1,668.00	2,048.11	8.80	1,442.50
Francisco Morazán	Cedros	22.08	33.61	9.11	1,520.00	1,848.61	6.30	1,323.75
Francisco Morazán	Curarén	22.05	33.16	9.71	1,662.00	2,025.92	6.60	1,451.25
Francisco Morazán	Distrito Central	21.86	33.96	9.08	1,578.00	1,922.36	6.50	1,372.50
Francisco Morazán	El Porvenir	24.78	36.67	11.22	1,507.00	1,840.23	7.20	1,302.50
Francisco Morazán	Guaimaca	23.42	34.85	10.07	1,532.00	1,870.86	6.80	1,332.50
Francisco Morazán	La Libertad	30.11	39.03	20.33	1,703.00	2,096.57	9.40	1,478.75
Francisco Morazán	La Venta	22.91	33.33	11.27	1,699.00	2,066.25	6.90	1,481.25
Francisco Morazán	Lepaterique	18.04	29.67	5.24	1,619.00	1,968.35	5.10	1,420.00
Francisco Morazán	Maraita	21.86	33.64	9.30	1,644.00	2,002.86	6.50	1,440.00
Francisco Morazán	Marale	24.75	36.25	11.16	1,511.00	1,845.20	7.20	1,307.50
Francisco Morazán	Nueva Armenia	23.25	33.58	11.78	1,690.00	2,054.87	7.00	1,476.25
Francisco Morazán	Ojojona	18.87	30.51	6.23	1,645.00	1,998.87	5.50	1,435.00
Francisco Morazán	Orica	23.73	35.29	10.24	1,524.00	1,861.71	6.90	1,318.75
Francisco Morazán	Reitoca	28.71	38.13	18.86	1,674.00	2,055.91	8.90	1,445.00
Francisco Morazán	Sabanagrande	21.95	33.68	9.45	1,668.00	2,038.68	6.70	1,461.25
Francisco Morazán	San Antonio de Oriente	20.31	32.20	7.56	1,591.00	1,934.20	5.90	1,388.75
Francisco Morazán	San Buenaventura	20.86	32.54	8.19	1,648.00	2,019.72	6.30	1,442.50
Francisco Morazán	San Ignacio	24.70	36.33	10.96	1,515.00	1,854.10	7.30	1,313.75
Francisco Morazán	San Juan de Flores	23.34	35.09	10.46	1,563.00	1,898.11	6.90	1,362.50

Francisco Morazán	San Miguelito	28.87	38.01	19.00	1,683.00	2,069.25	9.00	1,463.75
Francisco Morazán	Santa Ana	18.65	30.27	5.96	1,630.00	1,992.05	5.40	1,442.50
Francisco Morazán	Santa Lucía	18.25	29.94	5.42	1,586.00	1,928.02	5.10	1,388.75
Francisco Morazán	Talanga	22.98	34.77	9.86	1,525.00	1,858.64	6.70	1,333.75
Francisco Morazán	Tatumbula	20.78	32.59	7.97	1,620.00	1,970.85	6.10	1,422.50
Francisco Morazán	Valle de Ángeles	19.23	31.02	6.48	1,569.00	1,906.51	5.40	1,376.25
Francisco Morazán	Vallecillo	21.34	32.99	8.60	1,524.00	1,852.92	6.10	1,325.00
Francisco Morazán	Villa de San Francisco	23.21	34.95	10.44	1,568.00	1,905.57	6.80	1,361.25
Gracias a Dios	Ahuas	27.87	33.89	18.88	1,460.00	1,770.85	7.60	1,256.09
Gracias a Dios	Brus Laguna	28.01	34.29	18.39	1,473.00	1,786.26	7.80	1,273.31
Gracias a Dios	Juan Francisco Bulnes	27.70	35.41	16.44	1,490.00	1,811.93	7.90	1,288.88
Gracias a Dios	Puerto Lempira	28.05	33.87	19.80	1,515.00	1,839.55	7.80	1,310.91
Gracias a Dios	Ramón Villeda Morales	27.95	33.57	19.45	1,537.00	1,864.99	7.80	1,330.55
Gracias a Dios	Wampusirpi	27.96	34.33	18.27	1,408.00	1,714.14	7.70	1,214.76
Intibucá	Camasca	22.18	33.14	10.51	1,633.00	1,986.37	6.50	1,420.00
Intibucá	Colomoncagua	20.84	32.08	8.60	1,635.00	1,977.41	6.00	1,426.25
Intibucá	Concepción	25.32	36.08	14.74	1,627.00	1,990.23	7.60	1,408.75
Intibucá	Dolores	19.42	30.74	6.72	1,651.00	2,004.85	5.60	1,436.25
Intibucá	Intibucá	17.00	28.28	4.39	1,622.00	1,980.98	4.70	1,431.25
Intibucá	Jesús de Otoro	23.89	35.56	11.15	1,586.00	1,929.47	6.90	1,376.25
Intibucá	La Esperanza	19.20	30.50	6.66	1,616.00	1,978.38	5.40	1,420.00
Intibucá	Magdalena	26.51	36.57	16.23	1,624.00	1,979.14	8.10	1,400.00
Intibucá	Masaguara	20.08	31.41	7.45	1,616.00	1,947.17	5.50	1,408.75

Intibucá	San Antonio	28.15	38.09	18.19	1,625.00	1,983.61	8.60	1,410.00
Intibucá	San Francisco de Opalaca	19.47	30.92	6.77	1,623.00	1,981.72	5.50	1,422.50
Intibucá	San Isidro	18.84	30.08	6.06	1,612.00	1,950.19	5.10	1,408.75
Intibucá	San Juan	19.14	30.50	6.49	1,643.00	2,007.85	5.50	1,443.75
Intibucá	San Marcos de la Sierra	18.85	30.04	6.18	1,642.00	1,987.95	5.20	1,440.00
Intibucá	San Miguelito	18.76	29.95	6.09	1,648.00	2,002.26	5.30	1,443.75
Intibucá	Santa Lucía	26.55	36.70	16.32	1,624.00	1,981.17	8.10	1,411.25
Intibucá	Yamaranguila	16.85	28.20	4.37	1,621.00	1,985.12	4.60	1,426.25
Islas de la Bahía	Guanaja	27.82	35.45	16.28	1,666.00	2,018.15	8.20	1,441.25
Islas de la Bahía	José Santos Guardiola	27.87	34.99	16.60	1,665.00	2,023.69	8.20	1,438.75
Islas de la Bahía	Roatán	27.97	34.97	16.73	1,664.00	2,025.17	8.20	1,442.50
Islas de la Bahía	Utila	26.94	34.51	16.00	1,655.00	2,011.74	7.90	1,428.75
La Paz	Aguanqueterique	27.75	37.36	17.68	1,635.00	2,011.85	8.50	1,421.25
La Paz	Cabañas	16.57	27.88	4.07	1,618.00	1,975.76	4.60	1,420.00
La Paz	Cane	23.84	35.55	10.70	1,591.00	1,930.20	7.00	1,382.50
La Paz	Chinacla	18.72	29.96	6.05	1,613.00	1,964.46	5.30	1,410.00
La Paz	Guajiquiro	18.17	29.60	5.50	1,633.00	1,974.57	5.00	1,432.50
La Paz	La Paz	23.53	35.13	10.38	1,577.00	1,912.18	6.80	1,371.25
La Paz	Lauterique	26.20	35.69	15.92	1,653.00	2,024.08	8.00	1,435.00
La Paz	Marcala	18.69	29.95	5.95	1,614.00	1,965.97	5.30	1,416.25
La Paz	Mercedes de Oriente	20.69	31.71	8.18	1,640.00	1,998.28	6.00	1,436.25
La Paz	Opatoro	17.69	29.11	5.11	1,635.00	1,980.03	4.90	1,432.50
La Paz	San Antonio del Norte	29.38	38.62	19.55	1,643.00	2,026.36	9.10	1,417.50

La Paz	San José	17.86	29.20	5.12	1,616.00	1,950.95	4.90	1,410.00
La Paz	San Juan	28.86	38.36	19.00	1,629.00	2,011.23	9.00	1,410.00
La Paz	San Pedro de Tutule	18.85	30.13	6.12	1,614.00	1,946.01	5.20	1,412.50
La Paz	Santa Ana	17.18	28.61	4.65	1,633.00	1,978.29	4.60	1,425.00
La Paz	Santa Elena	16.61	27.87	4.19	1,627.00	1,981.80	4.50	1,433.75
La Paz	Santa María	18.77	30.09	6.03	1,610.00	1,940.24	5.10	1,400.00
La Paz	Santiago de Puringla	18.89	30.39	6.35	1,594.00	1,923.04	5.20	1,385.00
La Paz	Yarula	16.25	27.47	3.80	1,620.00	1,976.20	4.40	1,426.25
Lempira	Belén	20.42	31.95	7.72	1,664.00	2,015.14	5.80	1,445.00
Lempira	Candelaria	24.90	35.72	14.32	1,641.00	2,004.82	7.60	1,430.00
Lempira	Cololaca	24.74	35.74	14.30	1,687.00	2,057.19	7.50	1,470.00
Lempira	Erandique	18.89	30.15	6.19	1,653.00	2,010.37	5.30	1,443.75
Lempira	Gracias	21.14	32.89	8.68	1,668.00	2,017.87	6.10	1,460.00
Lempira	Gualcince	18.86	30.10	6.27	1,660.00	2,013.34	5.30	1,456.25
Lempira	Guarita	20.88	31.93	8.73	1,689.00	2,051.39	6.20	1,483.75
Lempira	La Campa	20.25	31.92	7.68	1,665.00	2,020.31	5.80	1,455.00
Lempira	La Iguala	20.75	32.46	8.13	1,647.00	1,992.64	5.80	1,433.75
Lempira	La Unión	21.15	33.03	8.69	1,601.00	1,944.37	6.00	1,391.25
Lempira	La Virtud	26.60	37.12	16.48	1,666.00	2,026.48	8.10	1,442.50
Lempira	Las Flores	24.71	36.16	13.93	1,642.00	1,999.50	7.30	1,418.75
Lempira	Lepaera	21.32	33.40	9.00	1,634.00	1,985.49	6.10	1,425.00
Lempira	Mapulaca	27.74	38.08	17.79	1,647.00	2,006.64	8.50	1,423.75
Lempira	Piraera	19.40	30.50	6.90	1,652.00	1,997.44	5.40	1,438.75

Lempira	San Andrés	19.20	30.45	6.85	1,653.00	2,021.02	5.60	1,453.75
Lempira	San Francisco	25.07	35.93	14.39	1,633.00	1,995.53	7.50	1,416.25
Lempira	San Juan Guarita	20.77	31.82	8.63	1,689.00	2,050.75	6.10	1,480.00
Lempira	San Manuel Colohete	19.30	30.66	6.96	1,666.00	2,033.83	5.60	1,457.50
Lempira	San Marcos de Caiquín	18.42	29.85	5.88	1,667.00	2,026.81	5.20	1,467.50
Lempira	San Rafael	20.78	32.60	8.19	1,607.00	1,958.47	6.00	1,393.75
Lempira	San Sebastián	19.32	30.62	7.14	1,670.00	2,043.40	5.60	1,470.00
Lempira	Santa Cruz	18.97	30.28	6.43	1,660.00	2,022.15	5.40	1,452.50
Lempira	Talgua	22.99	34.53	11.46	1,653.00	2,004.77	6.70	1,441.25
Lempira	Tambla	19.79	31.01	7.28	1,688.00	2,046.41	5.70	1,481.25
Lempira	Tomalá	20.01	31.30	7.49	1,690.00	2,048.20	5.80	1,481.25
Lempira	Valladolid	19.57	30.80	7.11	1,671.00	2,035.91	5.70	1,468.75
Lempira	Virginia	27.69	38.10	17.73	1,642.00	2,002.82	8.50	1,420.00
Ocotepeque	Belén Gualcho	19.34	30.66	7.42	1,663.00	2,036.49	5.60	1,458.75
Ocotepeque	Concepción	21.65	33.14	9.25	1,701.00	2,056.69	6.40	1,477.50
Ocotepeque	Dolores Merendón	19.44	30.97	8.26	1,671.00	2,039.94	5.60	1,462.50
Ocotepeque	Fraternidad	20.43	32.04	8.25	1,672.00	2,040.55	6.00	1,463.75
Ocotepeque	La Encarnación	21.52	33.25	9.25	1,664.00	2,017.80	6.20	1,460.00
Ocotepeque	La Labor	21.27	32.80	9.26	1,678.00	2,047.64	6.30	1,470.00
Ocotepeque	Lucerna	21.44	33.24	9.07	1,685.00	2,038.05	6.20	1,463.75
Ocotepeque	Mercedes	18.86	30.18	6.53	1,699.00	2,066.42	5.50	1,496.25
Ocotepeque	Ocotepeque	23.10	34.12	11.71	1,697.00	2,064.53	7.00	1,486.25
Ocotepeque	San Fernando	21.25	33.06	9.30	1,660.00	2,023.44	6.20	1,448.75

Ocotepeque	San Francisco del Valle	21.11	32.68	8.66	1,694.00	2,052.08	6.10	1,470.00
Ocotepeque	San Jorge	21.45	33.16	9.48	1,680.00	2,037.16	6.30	1,467.50
Ocotepeque	San Marcos	21.01	32.56	8.64	1,684.00	2,049.54	6.20	1,472.50
Ocotepeque	Santa Fe	21.78	33.22	9.35	1,701.00	2,056.82	6.40	1,483.75
Ocotepeque	Sensenti	21.25	32.97	8.81	1,686.00	2,046.57	6.20	1,472.50
Ocotepeque	Sinuapa	21.67	33.08	9.32	1,700.00	2,065.24	6.40	1,483.75
Olancho	Campamento	24.67	35.83	11.11	1,536.00	1,877.73	7.30	1,328.75
Olancho	Catacamas	25.66	35.80	12.76	1,473.00	1,798.55	7.40	1,275.00
Olancho	Concordia	24.84	36.02	11.33	1,539.00	1,880.89	7.30	1,340.00
Olancho	Dulce Nombre de Culmí	25.56	35.68	12.82	1,403.00	1,713.68	7.30	1,216.88
Olancho	El Rosario	24.65	35.91	10.98	1,559.00	1,906.14	7.40	1,352.50
Olancho	Esquipulas del Norte	25.72	35.88	13.71	1,643.00	1,995.64	7.60	1,422.50
Olancho	Gualaco	25.18	35.32	12.06	1,516.00	1,860.34	7.40	1,317.50
Olancho	Guarizama	25.26	35.66	12.20	1,554.00	1,906.17	7.60	1,337.50
Olancho	Guata	24.87	35.55	11.45	1,590.00	1,943.27	7.40	1,377.50
Olancho	Guayape	24.59	35.98	10.95	1,539.00	1,886.42	7.30	1,336.25
Olancho	Jano	24.58	35.49	11.14	1,584.00	1,936.06	7.40	1,375.00
Olancho	Juticalpa	25.67	35.99	12.88	1,527.00	1,863.89	7.60	1,322.50
Olancho	La Unión	24.65	35.96	10.97	1,575.00	1,926.97	7.40	1,377.50
Olancho	Mangulile	24.82	36.21	11.24	1,580.00	1,931.32	7.40	1,372.50
Olancho	Manto	25.13	35.69	11.95	1,568.00	1,918.39	7.50	1,361.25
Olancho	Patuca	25.86	36.13	13.46	1,496.00	1,819.32	7.40	1,288.75
Olancho	Salamá	24.97	35.91	11.62	1,561.00	1,907.05	7.50	1,346.25

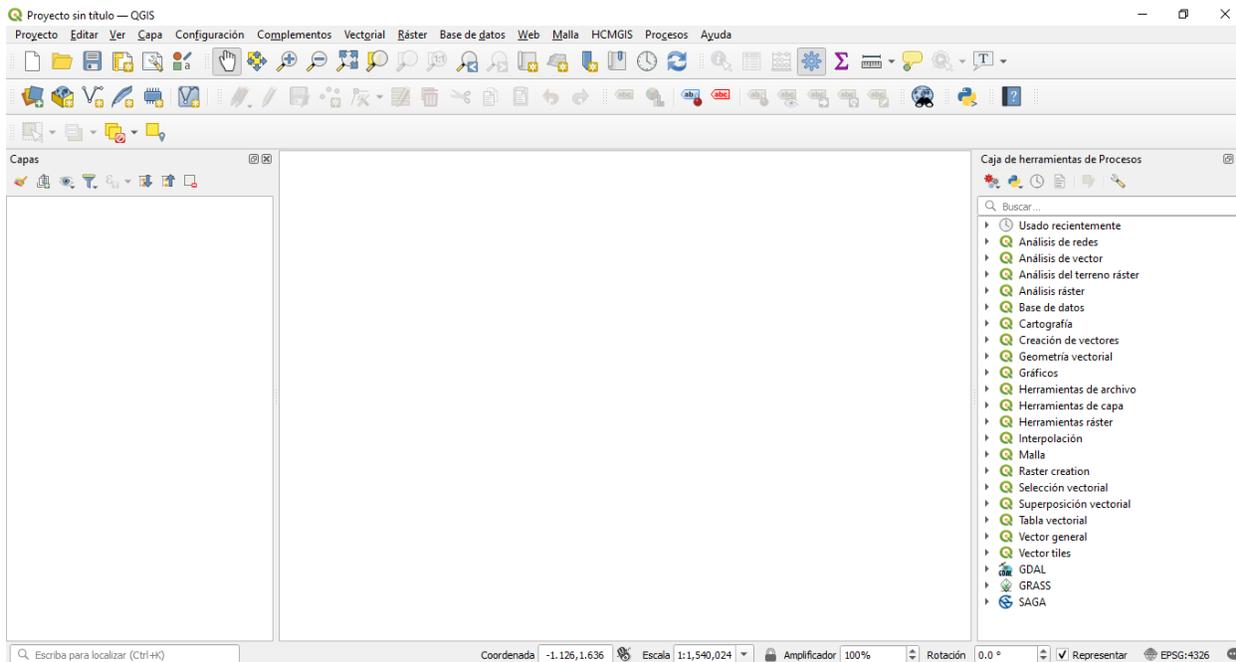
Olancho	San Esteban	25.66	35.75	12.91	1,443.00	1,764.06	7.30	1,245.88
Olancho	San Francisco de Becerra	25.76	36.02	12.94	1,512.00	1,844.99	7.60	1,297.50
Olancho	San Francisco de la Paz	25.48	35.69	12.52	1,534.00	1,878.80	7.60	1,338.75
Olancho	Santa María del Real	25.66	35.81	12.77	1,482.00	1,817.82	7.50	1,290.00
Olancho	Silca	25.14	36.03	11.92	1,566.00	1,909.28	7.50	1,358.75
Olancho	Yocón	24.73	36.08	11.21	1,586.00	1,937.03	7.40	1,375.00
Santa Bárbara	Arada	25.55	37.19	13.77	1,567.00	1,913.28	7.40	1,348.75
Santa Bárbara	Atima	22.73	34.61	10.70	1,576.00	1,921.48	6.50	1,370.43
Santa Bárbara	Azacualpa	24.93	35.04	14.39	1,515.00	1,844.93	7.00	1,310.06
Santa Bárbara	Ceguaca	24.44	36.37	12.34	1,570.00	1,913.36	7.10	1,355.36
Santa Bárbara	Chinda	26.38	36.95	15.20	1,520.00	1,850.61	7.50	1,321.08
Santa Bárbara	Concepción del Norte	25.26	35.91	14.09	1,507.00	1,833.10	7.10	1,302.59
Santa Bárbara	Concepción del Sur	23.89	36.26	11.05	1,564.00	1,909.14	6.90	1,359.93
Santa Bárbara	El Níspero	23.93	35.75	11.99	1,604.00	1,957.29	7.00	1,393.04
Santa Bárbara	Gualala	26.48	37.19	15.64	1,549.00	1,887.23	7.60	1,332.84
Santa Bárbara	Ilama	26.39	37.02	15.92	1,535.00	1,868.41	7.50	1,325.74
Santa Bárbara	Las Vegas	21.59	33.52	9.05	1,552.00	1,885.11	6.10	1,350.25
Santa Bárbara	Macuelizo	25.01	35.07	14.12	1,513.00	1,839.32	7.00	1,309.04
Santa Bárbara	Naranjito	21.51	33.61	9.35	1,598.00	1,941.55	6.10	1,391.64
Santa Bárbara	Nueva Frontera	24.21	35.84	12.55	1,512.00	1,849.40	6.90	1,315.05
Santa Bárbara	Nuevo Celilac	24.52	36.47	12.69	1,545.00	1,885.33	7.10	1,340.00
Santa Bárbara	Petosa	25.33	35.57	14.97	1,512.00	1,837.77	7.20	1,306.25
Santa Bárbara	Protección	21.52	33.30	9.22	1,583.00	1,926.79	6.10	1,372.50

Santa Bárbara	Quimistán	26.16	36.18	15.58	1,493.00	1,820.34	7.30	1,292.50
Santa Bárbara	San Francisco de Ojuera	24.88	36.77	12.95	1,580.00	1,929.83	7.20	1,373.75
Santa Bárbara	San José de Colinas	25.67	37.19	14.07	1,532.00	1,870.52	7.40	1,328.75
Santa Bárbara	San Luis	23.46	35.61	11.89	1,531.00	1,870.27	6.70	1,315.00
Santa Bárbara	San Marcos	25.22	35.13	14.55	1,506.00	1,831.11	7.00	1,303.75
Santa Bárbara	San Nicolás	24.67	36.68	12.85	1,559.00	1,905.15	7.20	1,352.50
Santa Bárbara	San Pedro Zacapa	25.97	37.79	13.45	1,572.00	1,918.81	7.70	1,361.25
Santa Bárbara	San Vicente Centenario	25.93	37.43	14.23	1,574.00	1,919.93	7.60	1,348.75
Santa Bárbara	Santa Bárbara	25.57	37.01	14.03	1,554.00	1,892.66	7.40	1,347.50
Santa Bárbara	Santa Rita	24.76	36.60	13.37	1,597.00	1,944.08	7.10	1,383.75
Santa Bárbara	Trinidad de Copán	26.31	37.07	15.45	1,523.00	1,856.56	7.50	1,317.50
Valle	Alianza	30.26	38.23	19.83	1,717.00	2,107.05	9.40	1,482.50
Valle	Amapala	30.32	38.08	19.51	1,748.00	2,151.23	9.50	1,522.50
Valle	Aramecina	30.15	38.91	20.24	1,672.00	2,055.64	9.30	1,442.50
Valle	Caridad	29.98	39.26	20.55	1,658.00	2,041.78	9.30	1,432.50
Valle	Goascorán	30.23	38.44	20.05	1,689.00	2,075.55	9.40	1,446.25
Valle	Langue	30.13	38.64	20.01	1,702.00	2,095.20	9.40	1,480.00
Valle	Nacaome	30.27	38.69	20.44	1,725.00	2,121.52	9.40	1,488.75
Valle	San Francisco de Coray	30.13	38.81	20.31	1,693.00	2,085.43	9.40	1,465.00
Valle	San Lorenzo	30.28	38.75	20.47	1,743.00	2,146.34	9.60	1,515.00
Yoro	Arenal	25.94	35.45	14.01	1,621.00	1,975.00	7.70	1,406.25
Yoro	El Negrito	26.50	36.90	15.29	1,491.00	1,819.27	7.60	1,283.75
Yoro	El Progreso	26.60	38.69	15.95	1,490.00	1,815.47	7.60	1,278.75

Yoro	Jocón	25.02	36.21	11.81	1,596.00	1,946.80	7.50	1,390.00
Yoro	Morazán	26.52	36.16	15.11	1,490.00	1,823.31	7.60	1,291.25
Yoro	Olanchito	26.12	34.82	14.48	1,663.00	2,016.48	7.70	1,426.25
Yoro	Santa Rita	26.59	38.00	15.82	1,497.00	1,822.95	7.60	1,293.75
Yoro	Sulaco	25.13	36.71	12.45	1,510.00	1,839.68	7.20	1,311.25
Yoro	Victoria	25.19	36.19	12.54	1,498.00	1,825.14	7.20	1,293.75
Yoro	Yorito	24.59	36.21	11.01	1,506.00	1,840.25	7.20	1,307.50
Yoro	Yoro	24.75	36.49	10.92	1,532.00	1,873.23	7.30	1,330.00

Fuente: Elaboración propia

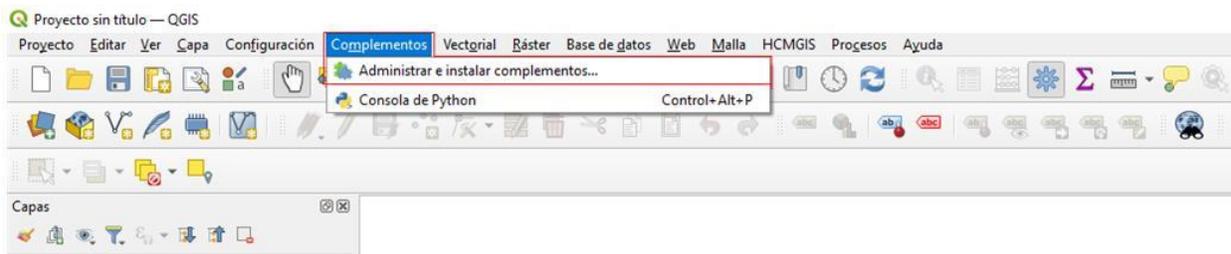
Para la obtención de los mapas utilizados para mostrar las variables se utilizó el software QGIS porque dicho programa permite generar mapas informativos de una manera rápida y sencilla. En el anexo 2 se muestra la interfaz del programa.



Anexo 2: Interfaz de QGIS

Fuente: elaboración propia

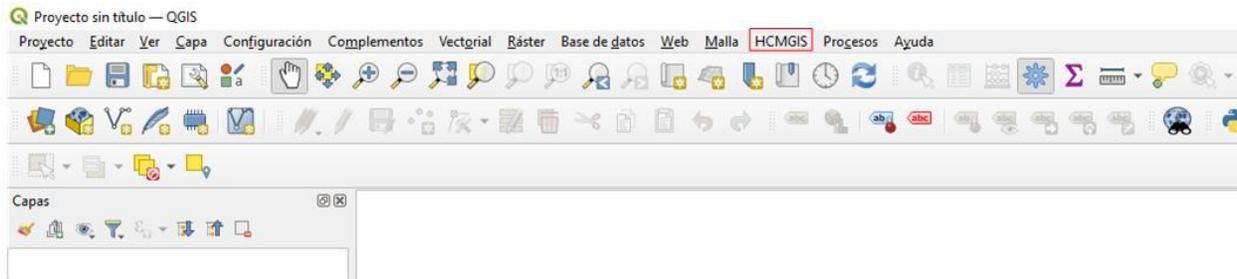
Para obtener la capa vectorial del país requerido en QGIS primero se debe instalar un complemento en el programa. El primer paso para lograrlo es seleccionar la opción de complementos y posteriormente hacer click en administrar e instalar complementos como se muestra en el anexo 3.



Anexo 3: Primer paso para la instalación de complementos QGIS

Fuente: elaboración Propia

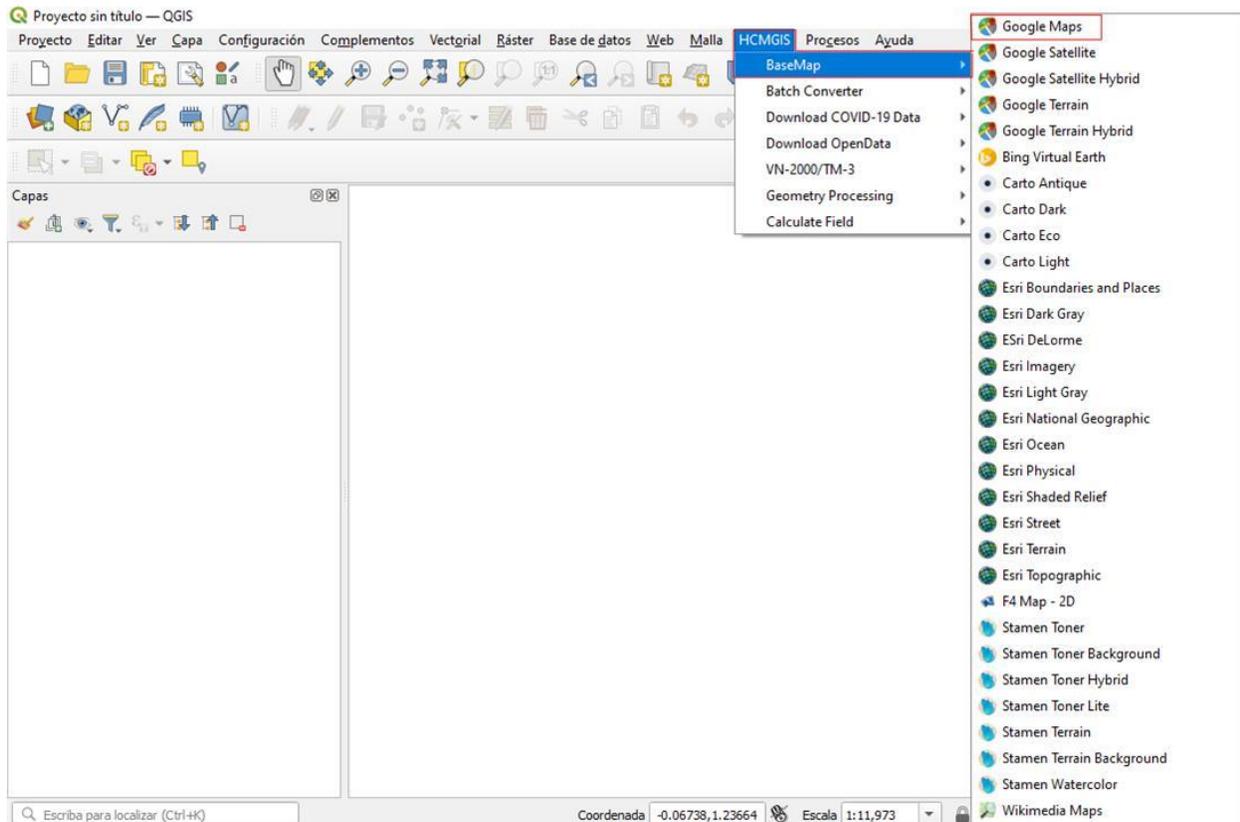
Luego aparecerá una ventana emergente en la cual se presentarán todos los complementos disponibles para el programa. El siguiente paso es escribir en la barra de búsqueda el complemento HCMGIS, se selecciona y por último se debe dar click en instalar complemento. Cuando se instale aparecerá en la interfaz una pestaña llamada HCMGIS como se muestra en el anexo 4.



Anexo 4: Complemento HCMGIS instalado

Fuente: elaboración propia

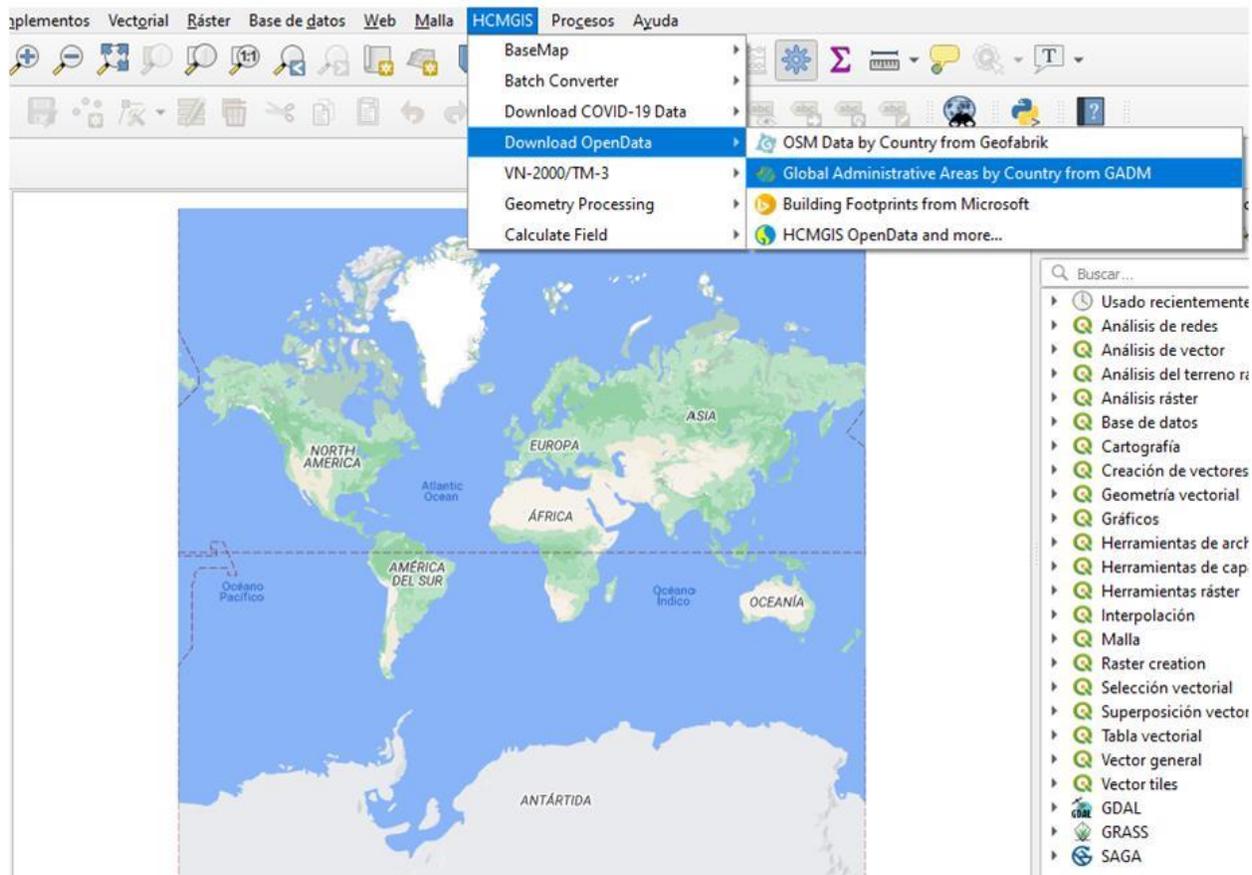
El siguiente paso es irse a la pestaña de HCMGIS y seleccionar la opción de BaseMap y entre las opciones escoger el que sea más conveniente para el usuario, para el caso de esta investigación se utilizó el BaseMap de Google Maps para poder obtener el mapa generado por Google Maps. En el anexo 5 se muestra la selección del mapa base de Google Maps.



Anexo 5: Selección de la capa base de Google Maps

Fuente: Elaboración propia

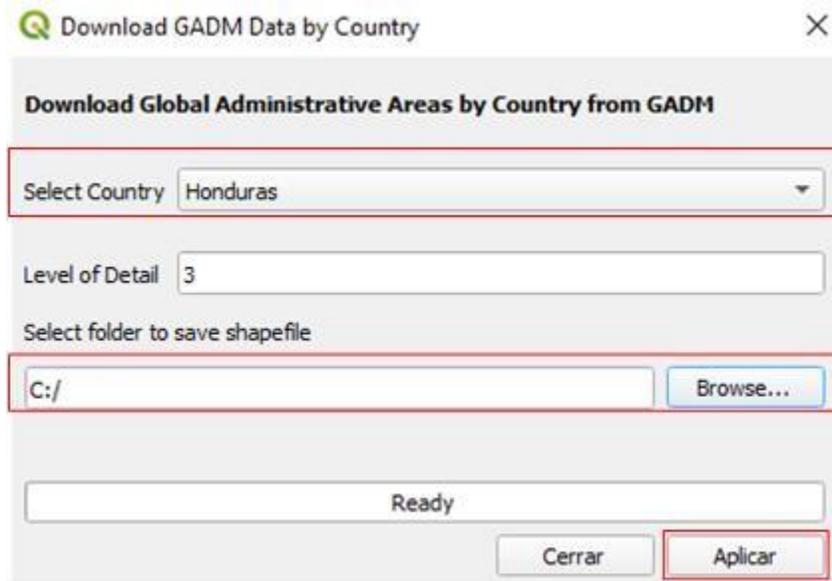
Seguidamente aparecerá el mapa global del mundo generado en 2D por Google Maps y lo siguiente será seleccionar la pestaña de HCMGIS, colocar el cursor sobre Download OpenData y por último escoger la opción de Global Administrative Areas by Country from GADM (Database of Global Administrative Areas por sus siglas en ingles). En el anexo 6 se muestra el proceso mencionado anteriormente.



Anexo 6: Selección del GADM

Fuente: elaboración propia

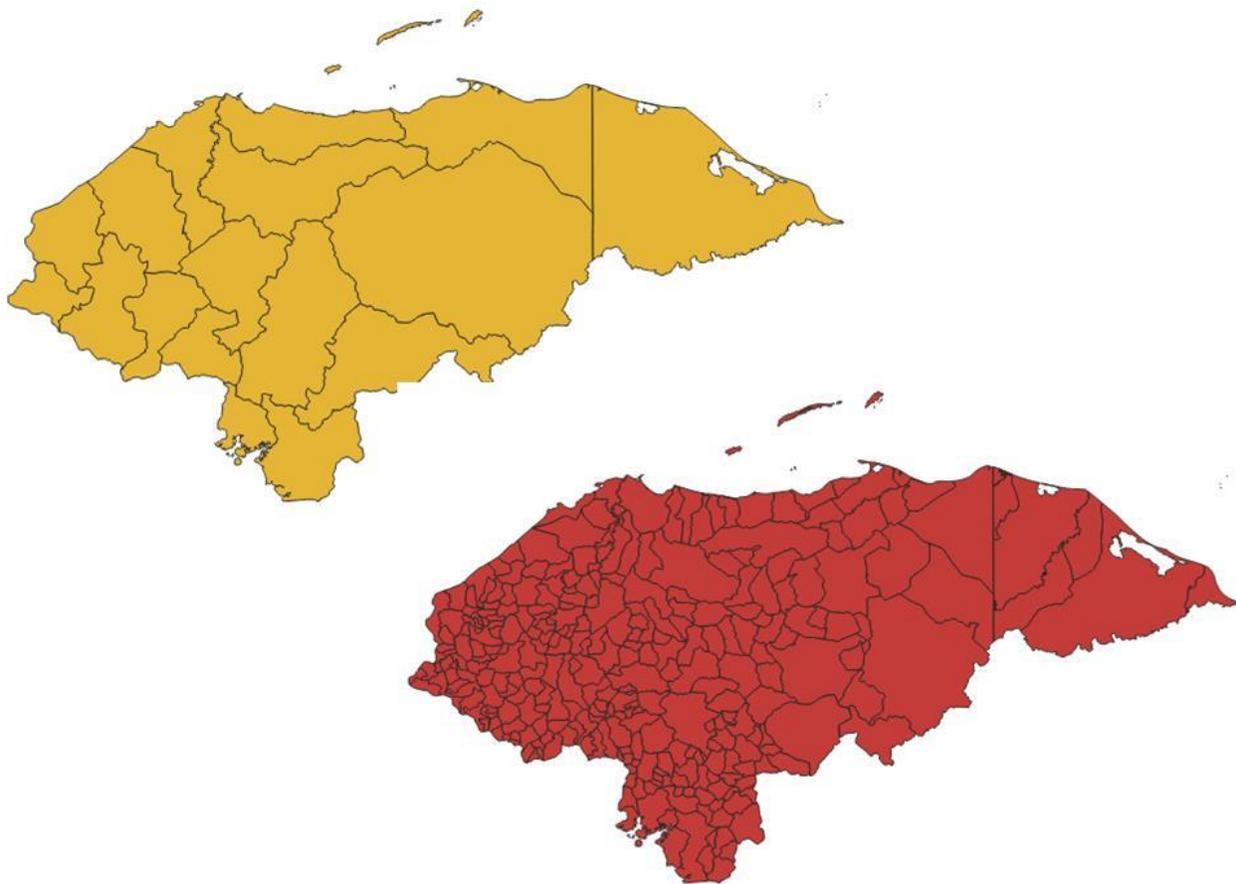
Luego aparecerá una ventana emergente donde se debe ingresar el país deseado, para el caso de la investigación se seleccionó el país de Honduras. Posteriormente se define la ubicación para guardar el archivo y por último se presiona el botón de aplicar. En el anexo 7 se ilustra la ventana emergente.



Anexo 7: Ventana para descargar el mapa del país de Honduras

Fuente: elaboración propia

Finalizado el proceso de descarga, obtendremos las siguientes capas: mapa de Honduras completo, mapa de Honduras por departamentos y mapa de Honduras por municipios, para el caso de la investigación solamente se utilizará el mapa de Honduras por departamento y el mapa de Honduras por municipios. En el anexo 8 se presentan los dos mapas generados.

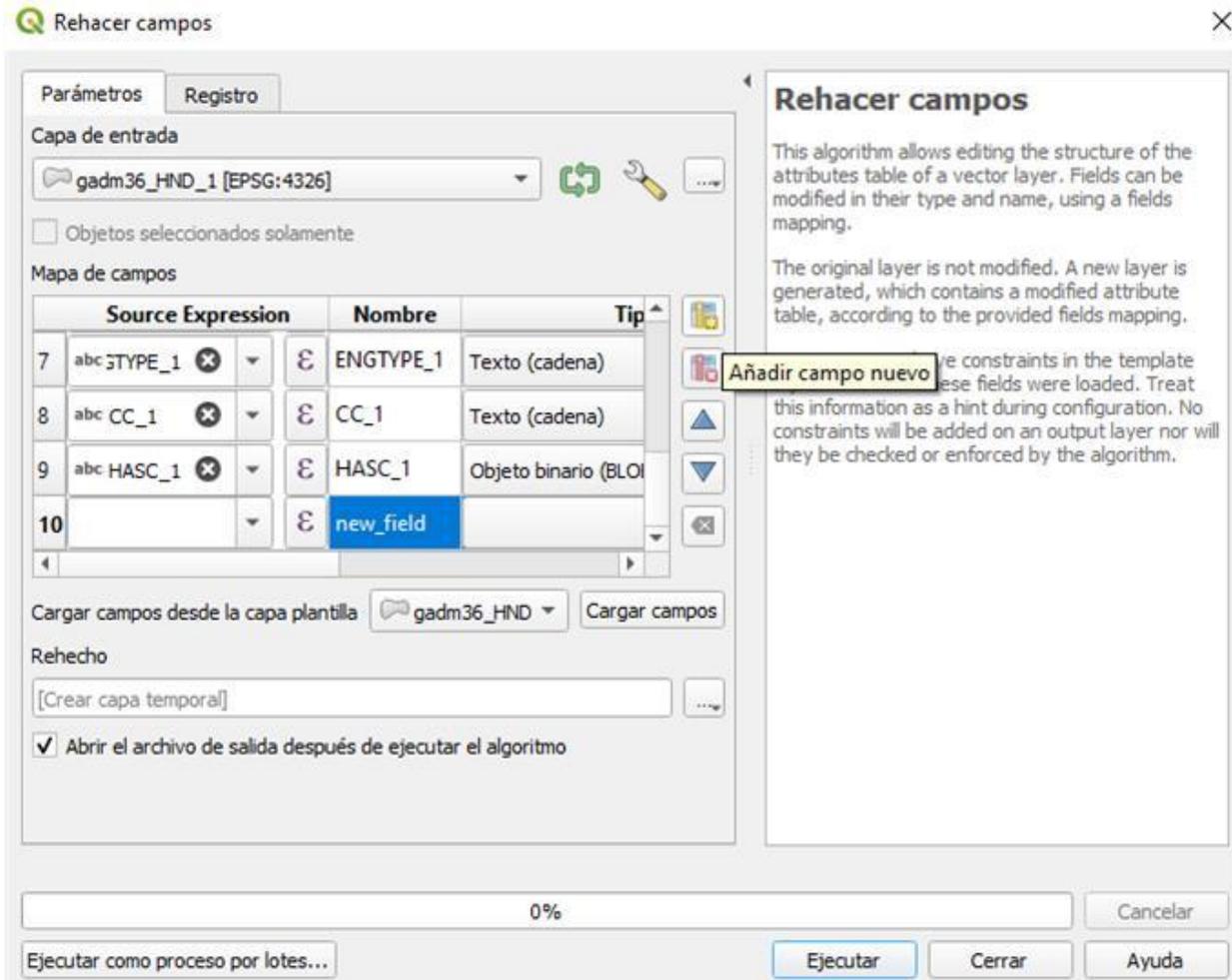


Anexo 8: Mapa por departamento y municipio generado de Honduras

Fuente: elaboración propia

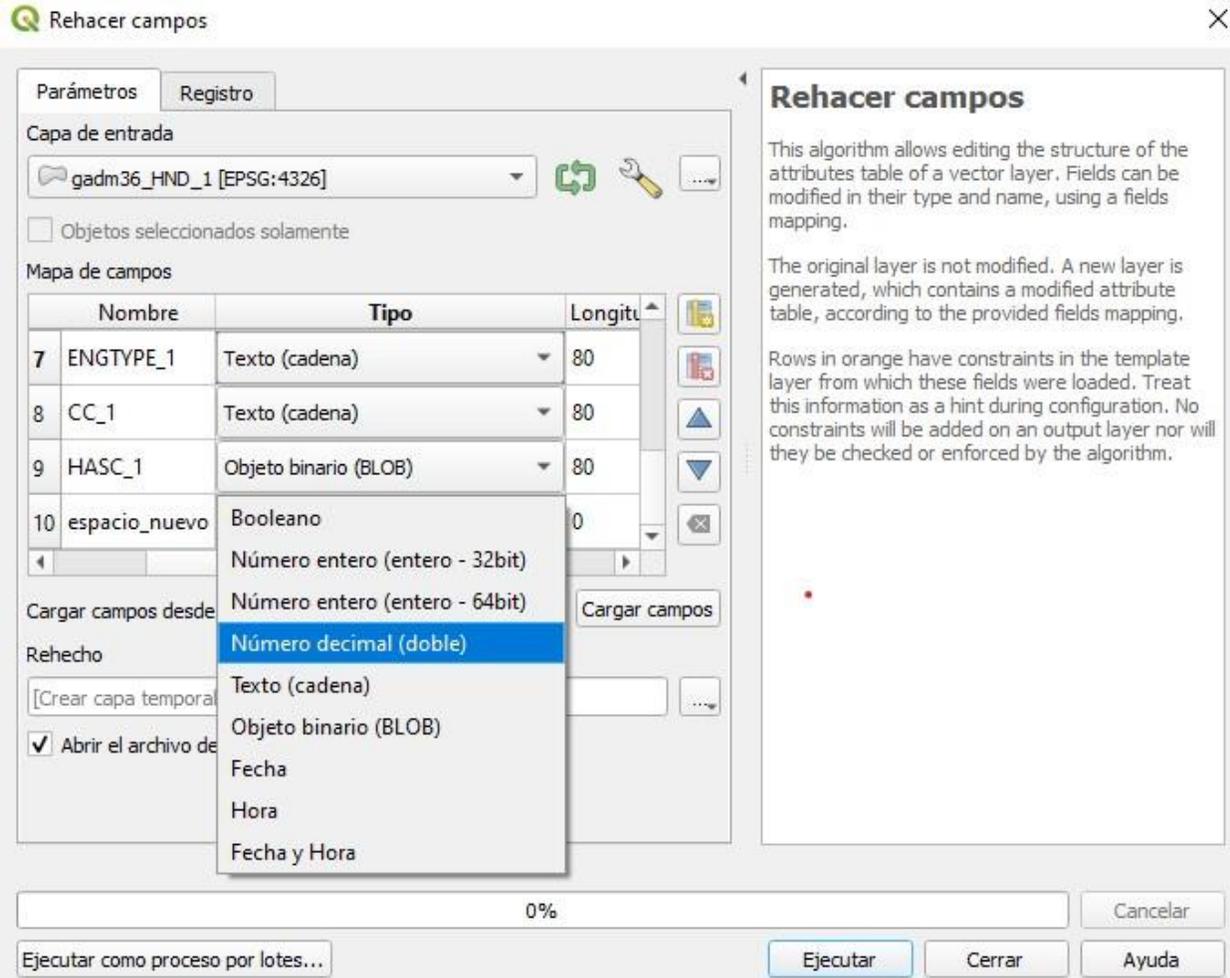
Una vez generado los mapas en QGIS lo siguiente es asignarle atributos al mapa de honduras por departamento y por municipio para que dichos mapas puedan mostrar las siete variables a evaluar en la investigación. Para ello se selecciona la capa que se desea modificar, para este caso se utilizó el mapa de Honduras por departamentos, y luego en la barra de búsqueda de la caja de herramientas de procesos (para desplegarlo en caso de que no esté desplegado por defecto se debe de ir a la pestaña de procesos en la interfaz de QGIS y seleccionar la opción de caja de herramientas) se escribe rehacer campos y se selecciona la opción mostrada. Luego se abrirá una ventana emergente en la cual podemos ir modificando los atributos del mapa seleccionado. Dicha ventana permite agregar atributos nuevos o eliminar los atributos no deseados. Se selecciona la opción para añadir las siete variables definidas en la investigación y en la celda de nombre se le asigna el nombre correspondiente y en la celda de tipo se selecciona la opción de numero decimal

doble debido a que las variables de la investigación tendrán una precisión de dos decimales, además, después de asignarle dicho valor se debe clicar la opción ejecutar para llevar a cabo los cambios. En los anexos 9 y 10 se muestra el proceso mencionado anteriormente.



Anexo 9: Adición de un atributo y selección del campo de nombre

Fuente: elaboración propia



Anexo 10: Definición del atributo como numero decimal

Fuente: elaboración propia

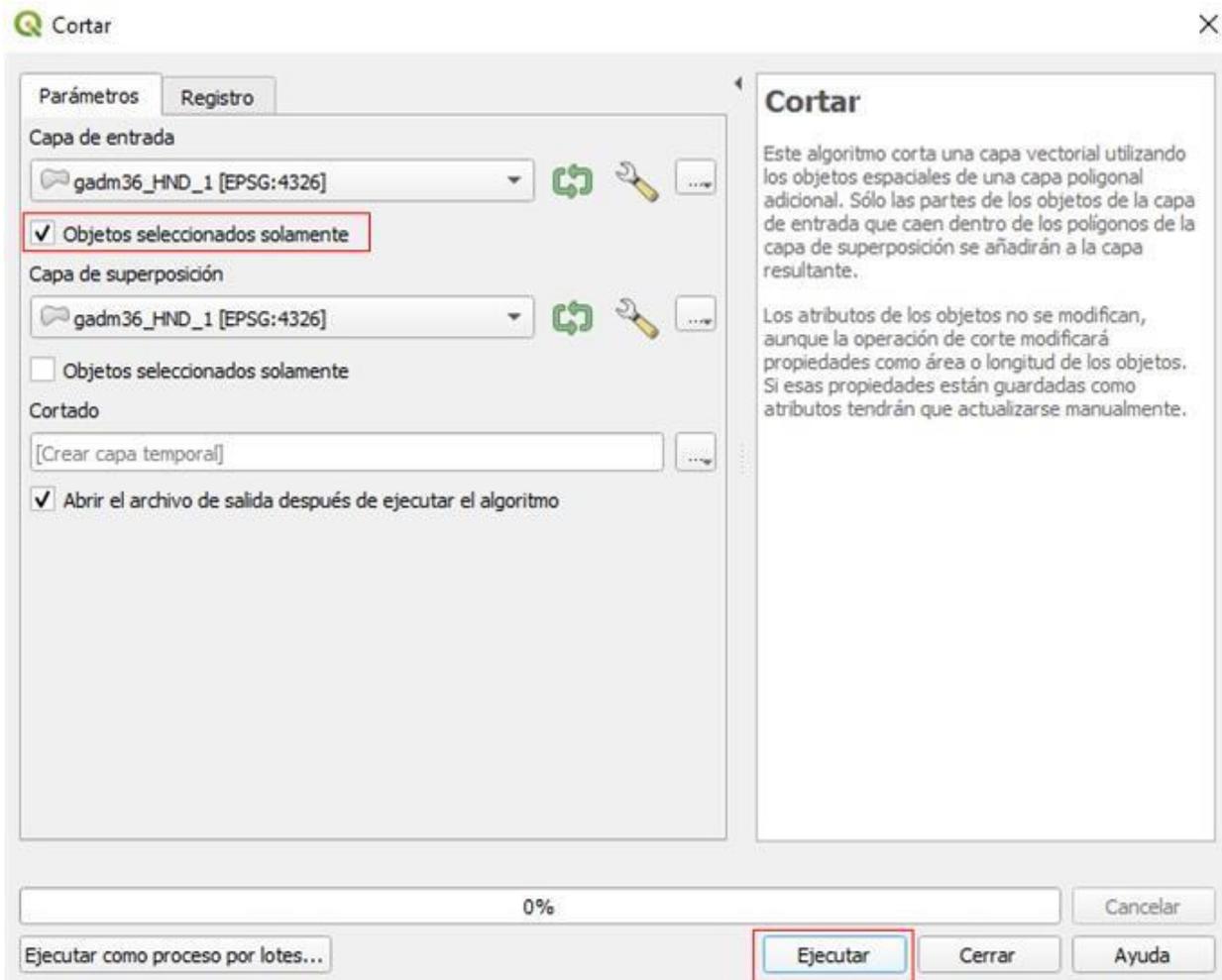
Ahora cada departamento del mapa tiene los nuevos atributos. Posteriormente se debe obtener el límite territorial de cada uno de los departamentos de Honduras, pero en vista de que en la investigación es necesario realizar este punto dieciocho veces (debido a que Honduras cuenta con dieciocho departamentos), solo se tomara el límite territorial del departamento de Valle como ejemplo. Para ello se selecciona se selecciona el mapa de Honduras por departamento y utiliza la herramienta abrir tabla de atributos (remarcado con rojo) para que se despliegue la tabla con todos los atributos de la capa. Una vez desplegado se debe seleccionar el departamento deseado, para este casi se seleccionó el departamento de Valle como se ilustra en el anexo 11.

	GID_0	NAME_0	GID_1	NAME_1	VARNAME_1	NL_NAME_1	TYPE_1	ENGTYP_1	CC_1	HASC_1
1	HND	Honduras	HND.7_1	El Paraíso	Paraiso	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.EP
2	HND	Honduras	HND.2_1	Choluteca	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.CH
3	HND	Honduras	HND.1_1	Atlántida	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.AT
4	HND	Honduras	HND.4_1	Comayagua	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.CM
5	HND	Honduras	HND.3_1	Colón	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.CL
6	HND	Honduras	HND.14_1	Ocotepeque	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.OC
7	HND	Honduras	HND.13_1	Lempira	Gracias	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.LE
8	HND	Honduras	HND.16_1	Santa Bárbara	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.CP
9	HND	Honduras	HND.15_1	Olancho	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.OL
10	HND	Honduras	HND.10_1	Intibucá	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.IN
11	HND	Honduras	HND.9_1	Gracias a Dios	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.GD
12	HND	Honduras	HND.12_1	La Paz	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.LP
13	HND	Honduras	HND.11_1	Islas de la Bahía	Islas de Bahía	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.IB
14	HND	Honduras	HND.18_1	Yoro	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.YO
15	HND	Honduras	HND.17_1	Valle	NULL	NULL	Departamento	Department	NULL	HN.VA

Anexo 11: Tabla de atributos y selección del departamento de Valle

Fuente: elaboración propia

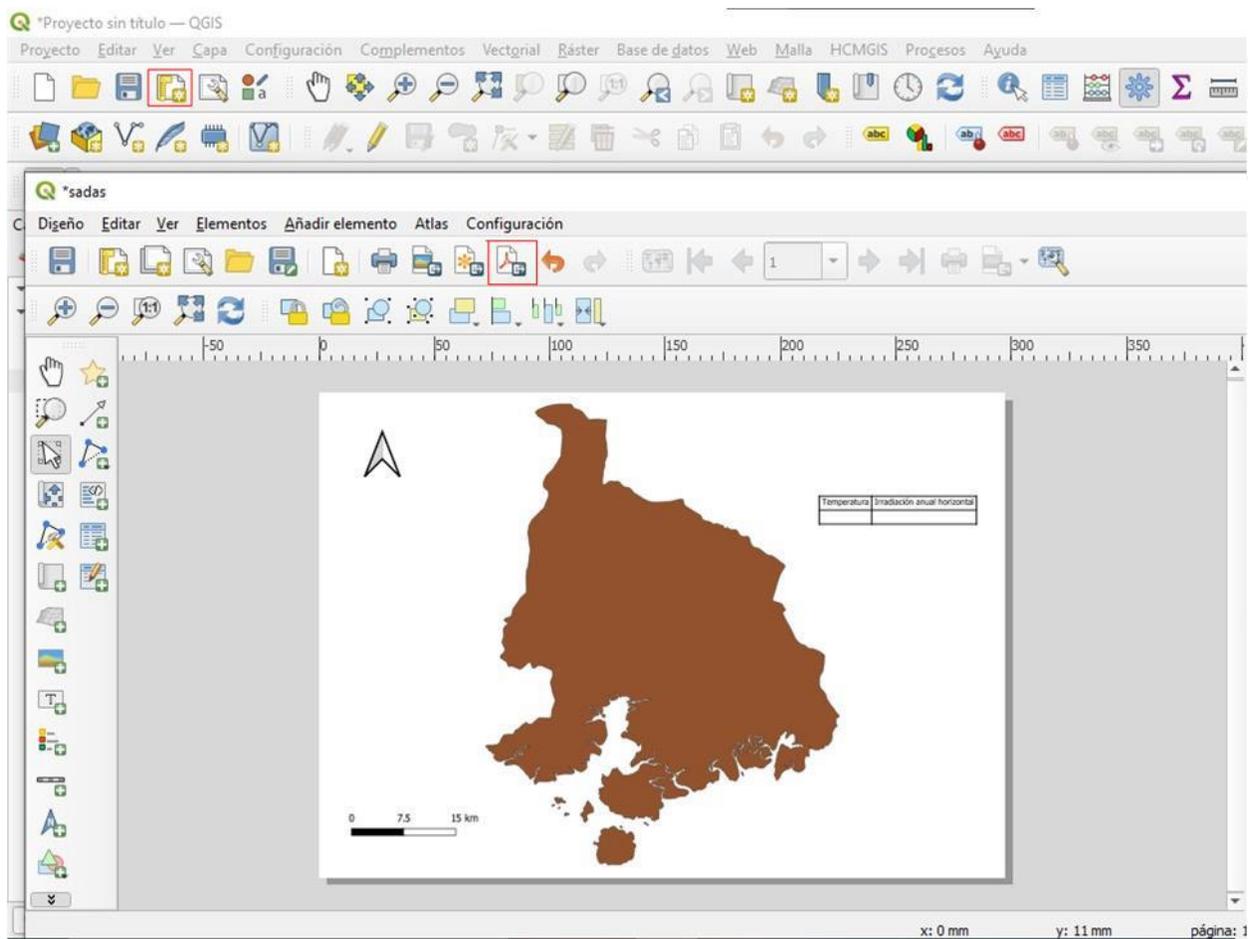
Una vez seleccionado el departamento se debe escoger el límite territorial del mismo. Se debe de buscar la caja de herramientas de procesos y en la barra de búsqueda escribir cortar, se selecciona para poder visualizar la ventana de cortar. Cuando se habrá dicha ventana se debe marcar la opción objetos seleccionados sola y posteriormente clicar en ejecutar. Finalizado el proceso obtendremos el mapa del departamento. En el anexo 12 se muestra el proceso de cortar del software.



Anexo 12: Proceso de cortado de capa en QGIS

Fuente: elaboración propia

Por último, para poder generar los mapas por departamento en conjunto con las siete variables se utilizó la opción nueva composición de impresión del software que permite la creación de mapas. Una vez clickeada la opción aparecerá una ventana para asignarle un nombre al archivo de salida y luego de asignarle el nombre aparecerá la interfaz que permite generar mapas informativos. En el anexo 13 se presenta la opción mencionada anteriormente junto con un ejemplo de creación de mapa.



Anexo 13: Selección de la herramienta de generación de mapas y ventana de esta

Fuente: elaboración propia