



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**EVALUACIÓN DE LA ORIENTACIÓN ÓPTIMA DE MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS EN UNA SUPERFICIE PLANA PARA LAS ZONAS  
NORTE Y SUR DE HONDURAS**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO**

**INGENIERO EN ENERGÍA**

**PRESENTADO POR:**

**21551022 MARÍA FERNANDA JACKSON RUÍZ**

**ASESOR: ING. VIELKA SOFÍA BARAHONA GARCÍA**

**CAMPUS SAN PEDRO SULA;**

**ENERO, 2020**

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por bendecirme con esta vida mucho mejor de la que merezco, por guiarme siempre, y más que todo, por ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad y de debilidad.

Gracias a mi mamá: Sussy, mi modelo a seguir, por ser la principal promotora de mis sueños, por confiar y creer en mí, cuando ni yo misma podía, por confiar y creer en mis metas, por los consejos, valores y principios que me ha y sigue inculcando. A mi hermano, Joel, por ser mi compañero desde siempre, por aconsejarme, siempre darme su apoyo incondicional; a pesar de ser menor, siempre fue sabio al influir sobre mis decisiones.

Al resto de mis familiares, que siempre han tenido fe en mí y han hecho que este logro sea de ellos también.

Agradezco a "los kul de eneryi", por apoyarme, cuidarme y ayudarme siempre; mi mejor amiga, Nadia, quien jamás me dejó sola desde el momento que nos conocimos; a Orlando, no hubiese querido a otro compañero a lo largo de estos años; a mis amigos que siempre estuvieron conmigo durante las buenas y las malas y nunca dejaron que me rindiera, Josué, Carlos, Edwin, Francisco, Marcial, Antonio, David, Juan, Fernando, Jordi, Arturo, Luis y Daniel. A los ingenieros que han sido más que docentes para mí, ing. Alicia, ing. Franklin e ing. Claudia.

## **DEDICATORIA**

Esta investigación es dedicada a mi mamá, a quién le he dado toneladas de razones para no quererme y aun así ninguna de ellas cambio su amor por mí.

## RESUMEN

El propósito de éste trabajo de investigación es la evaluación de la orientación o el "azimuth" óptimo en superficies planas para la maximización de la captación de irradiación solar en las zonas norte y sur de honduras. Fueron utilizados softwares como Helioscope, PVSyst, Microsoft Excel, Meteororm y Google Earth, que tienen como datos de entrada variables climáticas como la irradiación difusa, directa y reflejada y otros factores meteorológicos. Estos datos fueron recopilados de las estaciones meteorológicas ubicadas en la zona norte y en la zona sur del país: Choluteca (MHCH), Amapala (MHAM) y los aeropuertos internacionales del país como lo son: Tegucigalpa (MHTG), San Pedro Sula (MHLM) con un período de toma de datos en el año 2019. Una vez obtenidos los datos de entrada, fueron realizadas las simulaciones en varios escenarios de estudios en los distintos softwares y herramientas utilizadas. Los datos recopilados fueron tabulados y graficados, teniendo como parámetros de salida variables técnicas, como energía anual, rendimiento específico, performance ratio y producción diaria; así también variables financieras, como el LCOE y el TIR de cada escenario simulado. Las simulaciones fueron realizadas con las mismas variables constantes, la capacidad nominal DC y AC, el ratio, los mismos paneles e inversores, el mismo grado de inclinación, etc. la única variable a cambiar es el azimuth, así fue estudiado como este afectada los parámetros de salida.

Fue concluido que el azimuth óptimo tanto para la zona norte y la zona sur de Honduras es el azimuth "0°" o el azimuth sur. Éste fue comparado con las otras opciones de azimuths, el norte o "180°" obtuvo una variación de aproximadamente **7.3%** menos que el sur, que representan alrededor de **5.7MWh/año** en ésta investigación. La variación del azimuth sur con el oeste fue del **3.8%**, **2.9MWh/año** menos. Y el que menos variación obtuvo, el azimuth este, obtuvo un **3.5%** menos de generación o **2.8MWh/año**.

Se procedió a realizar un análisis de sensibilidad para las dos zonas del país. Los resultados obtenidos darían los datos de cuantos grados de libertad se le pueden dar al módulo (partiendo desde el sur) hasta que la generación baje un 1%. Para la zona norte, hacia el sureste se le puede mover **55°** y hacia el suroeste **45°**. Para la zona sur, hacia el sureste **50°** y suroeste **35°**.

Palabras clave: azimuth, performance ratio, rendimiento específico, TIR, LCOE

## ABSTRACT

The purpose of this research work is the evaluation of the orientation or the optimal "azimuth" on flat surfaces, maximizing the collection of solar irradiation in the northern and southern areas of Honduras. Softwares such as Helioscope, PVSyst, Microsoft Excel, Meteonorm and Google Earth were used, which have as input data climatic variables such as diffuse, direct and reflected irradiation and other meteorological factors. These data were collected from the meteorological stations located in the north and south of the country, with a period of data collection in the year 2019.

Once the input data was obtained, the simulations were carried out in several study scenarios in the different software and tools used. The data collected were tabulated and plotted, having as technical output parameters technical variables, such as annual energy, specific performance, performance ratio and daily production; also financial variables, such as the LCOE and the IRR of each simulated scenario. The simulations were performed with the same constant variables, the nominal DC and AC capacity, the ratio, the same panels and inverters, the same degree of inclination, etc. The only variable to change is the azimuth, so it was studied how this affected the output parameters.

It was concluded that the optimal azimuth for both the northern and southern areas of Honduras is the "0°" or the southern azimuth. This was compared with the other options of azimuths, the north or "180°" obtained a variation of **7.4%** less energy generation than the south, which represents about **5.7MWh/year** in this investigation. The variation of the southern azimuth with the west was **3.8%**, **2.9MWh/year** less. And the one with the least variation, the east azimuth, obtained **3.5%** less generation or **2.8MWh/year**.

A sensitivity analysis was carried out for the two areas of the country. The results obtained would give the data of how many degrees of freedom can be given to the module (starting from the south) until the generation drops by 1%. For the north zone, towards the southeast it can be moved **55°** and towards the southwest **45°**. For the southern zone, southeast **50°** and southwest **35°**.

Keywords: azimuth, irradiance, performance ratio, specific performance, IRR, LCOE

# ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>3</b>
2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA .....	3
2.1.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA.....	4
2.1.2 FORMULACION DEL PROBLEMA.....	4
2.1.3 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN.....	4
2.2 OBJETIVOS .....	4
2.2.1 OBJETIVO GENERAL .....	4
2.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	5
2.3 JUSTIFICACION.....	5
<b>III. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>6</b>
3.1 ANÁLISIS DE LA SITUACION ENERGÉTICA FV ACTUAL EN EL MUNDO .....	6
3.1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAIA INSTALADA EN EL MUNDO.....	6
3.1.1.1 Crecimiento y desarrollo de electricidad fotovoltaica.....	7
3.1.1.2 Países con mayor potencia instalada de energía solar fotovoltaica.....	7
3.1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA FV EN CENTRO AMÉRICA Y EL CARIBE .....	8
3.1.3 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA FV ACTUAL HONDURAS .....	8
3.2 TEORÍAS DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	9
3.2.1 EL SOL.....	9
3.2.1.1 Equipos de medición de radiación solar .....	10
3.2.2 VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA RADIACIÓN SOLAR.....	11
3.3 ESPECIFICACIONES DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	13
3.3.1 FACTOR AM (MASA DE AIRE) .....	14
3.3.2 TRAYECTORIAS SOLARES .....	16
3.4 ENERGÍA SOLAR.....	19
3.4.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR .....	20
3.4.2 APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR.....	22
3.5 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	25
3.5.1 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS .....	25
3.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS .....	26

3.6.1 CAPACIDADES NOMINALES .....	26
3.6.1.1 Capacidad nominal DC (Wdc) .....	27
3.6.1.2 Capacidad nominal AC (Wac) .....	27
3.6.2 RATIO DC/AC .....	27
3.6.3 AZIMUTH .....	27
3.6.4 ANGULO DE INCLINACION .....	28
3.6.5 RENDIMIENTO ESPECÍFICO .....	28
3.6.6 PRODUCCIÓN ANUAL .....	29
3.6.7 PERFORMANCE RATIO .....	29
3.7 EFECTO FOTOVOLTAICO .....	29
3.7.1 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	32
3.7.2 TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA .....	33
3.7.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS PANELES SOLARES .....	36
3.7.4 TECNOLOGÍA DE LOS INVERSORES DE CORRIENTE .....	39
3.7.4.1 Configuración del inversor de red .....	40
3.8 DATOS TÉCNICOS DE LOS ACCESORIOS .....	42
3.9 PROTECCIONES ELÉCTRICAS (NEMA) .....	45
3.10 HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	47
3.10.1 PVSYST .....	47
3.10.1.1 Precisión y confiabilidad del programa .....	47
3.10.2 HELIOSCOPE .....	48
3.10.2.1 Precisión y confiabilidad del programa .....	49
3.11 PARÁMETROS FINANCIEROS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS .....	50
3.11.1 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO) .....	50
3.11.2 LCOE (LEVELIZED COST OF ENERGY) .....	51
3.11.3 VAN (VALOR ACTUAL NETO) .....	51
<b>IV. METODOLOGÍA .....</b>	<b>52</b>
4.1 CONGRUENCIA METODOLÓGICA .....	52
4.1.1 MATRIZ METODOLÓGICA .....	52
4.1.2. OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES .....	54
4.1.3 HIPÓTESIS .....	59
4.2 ENFOQUE Y MÉTODOS .....	59

4.3 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	61
4.3.1 POBLACIÓN .....	61
4.3.2 MUESTRA.....	61
4.3.3 UNIDAD DE ANÁLISIS.....	61
4.3.4 UNIDAD DE RESPUESTA .....	62
4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS .....	63
4.4.1 INSTRUMENTOS .....	63
4.4.1.1 Helioscope .....	63
4.4.1.2 PVSyst.....	63
4.4.1.3 Meteonorm.....	63
4.4.2 TÉCNICAS .....	63
4.4.2.1 Producción anual energética .....	64
4.4.2.2 Costo nivelado de la energía .....	64
4.4.2.3 Tasa interna de retorno.....	64
4.4.3 PROCEDIMIENTOS .....	64
4.4.3.1 Simulaciones en PVSyst .....	65
4.4.3.2 Especificaciones Comunes.....	65
4.4.3.3 Análisis de Sensibilidad Azimuth.....	66
4.4.3.4 Realización de Simulaciones .....	66
4.4.3.5 Análisis técnico-financiero .....	67
4.5 FUENTES DE INFORMACIÓN.....	68
4.5.1 FUENTES PRIMARIAS .....	68
4.5.2 FUENTES SECUNDARIAS .....	69
4.6 LIMITANTES DEL PROYECTO.....	69
<b>V. RESULTADOS Y ANÁLISIS .....</b>	<b>70</b>
5.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA EN FUNCIÓN DEL AZIMUTH.....	70
5.1.1 GENERACIÓN ANUAL PROMEDIO.....	70
5.1.1.1 Generación anual promedio en zona Norte - Departamento de Cortés.....	70
5.1.1.2 Generación anual promedio en zona Sur - Departamento de Choluteca.....	71
5.1.2 GENERACIÓN TOTAL EN 25 AÑOS .....	72
5.1.2.1 Generación total en 25 años en zona Norte - Departamento de Cortés.....	72
5.1.2.2 Generación total en 25 años en zona Sur - Departamento de Choluteca .....	73

5.2 RENDIMIENTO ESPECÍFICO EN FUNCIÓN DEL AZIMUTH .....	73
5.2.1 RENDIMIENTO ESPECÍFICO EN ZONA NORTE - DEPARTAMENTO DE CORTÉS .....	74
5.2.2 RENDIMIENTO ESPECÍFICO EN ZONA SUR - DEPARTAMENTO DE CHOLUTECA .....	74
5.3 COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE) .....	75
5.3.1 LCOE PARA LA ZONA NORTE - DEPARTAMENTO DE CORTÉS .....	76
5.3.1.1 Análisis con Financiamiento Externo .....	76
5.3.1.2 Análisis sin Financiamiento Externo .....	76
5.3.2 LCOE PARA LA ZONA SUR - DEPARTAMENTO DE CHOLUTECA .....	77
5.3.2.1 Análisis con Financiamiento Externo .....	77
5.3.2.2 Análisis sin Financiamiento Externo .....	78
5.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) .....	79
5.4.1 TIR PARA LA ZONA NORTE - DEPARTAMENTO DE CORTÉS.....	79
5.4.1.1 Análisis con Financiamiento Externo .....	79
5.4.1.2 Análisis sin Financiamiento Externo .....	80
5.4.2 TIR PARA LA ZONA SUR - DEPARTAMENTO DE CHOLUTECA.....	81
5.4.2.1 Análisis con Financiamiento Externo .....	81
5.4.2.2 Análisis sin Financiamiento Externo .....	82
5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	83
5.5.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA ZONA NORTE.....	84
5.5.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA ZONA SUR .....	85
<b>VI. CONCLUSIONES .....</b>	<b>86</b>
<b>VII. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>89</b>
<b>VIII. APLICABILIDAD/IMPLEMENTACIÓN .....</b>	<b>90</b>
<b>IX. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL/TRABAJO FUTURO .....</b>	<b>91</b>
<b>X. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>92</b>
<b>XI. ANEXOS .....</b>	<b>96</b>

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Consumo mundial de Energía .....	1
Ilustración 2. Diferentes tipos de montajes de paneles fotovoltaicos; fixed tilted (izquierda), flush mounted (derecha).....	2
Ilustración 3. Equipos de medición de radiación solar a)pirheliometro b)piranometro c)heliofanograma.....	11
Ilustración 4. Ángulos que intervienen en el cálculo de irradiación total sobre una superficie receptora. ....	13
Ilustración 5. : Órbita descrita por la tierra en su movimiento alrededor del sol. ....	13
Ilustración 6. Componentes de la radicación global.....	16
Ilustración 7. Paralelos y meridianos de la corteza terrestre. ....	17
Ilustración 8. Trayectoria solar durante el día. ....	17
Ilustración 9. Declinación del mes de junio y diciembre 21.....	18
Ilustración 10. Ángulos importantes en una instalación FV.....	28
Ilustración 11. Diseño y funcionamiento de una célula solar de silicio cristalino.....	32
Ilustración 12. Comparativo en la producción fotovoltaica del 2016. ....	34
Ilustración 13. Curva característica de voltaje, para un módulo fotovoltaico. ....	37
Ilustración 14. Curva característica de la corriente, para un módulo fotovoltaico.....	37
Ilustración 15. Soportes utilizados en los paneles solares.....	43
Ilustración 16. Variable dependiente 1. ....	54
Ilustración 17. Variable dependiente 2. ....	55
Ilustración 18. Esquema metodológico. ....	60
Ilustración 19. Unidades de análisis .....	62
Ilustración 20. Unidades de respuesta. ....	62
Ilustración 21. Generación Anual Promedio en Función de Azimuth; Cortés .....	71
Ilustración 22. Generación Anual Promedio en Función de Azimuth; Choluteca .....	71
Ilustración 23. Generación Total en 25 años en Función de Azimuth; Cortés.....	72
Ilustración 24. Generación Total en 25 años en Función de Azimuth; Choluteca .....	73

Ilustración 25. Rendimiento Específico en Función de Azimuth; Cortés .....	74
Ilustración 26. Rendimiento Específico en Función de Azimuth; Choluteca.....	75
Ilustración 27. LCOE con Financiamiento en Función de Azimuth; Cortés.....	76
Ilustración 28. LCOE sin Financiamiento en Función de Azimut; Cortés.....	77
Ilustración 29. LCOE con Financiamiento en Función de Azimuth; Choluteca .....	78
Ilustración 30. LCOE sin Financiamiento en Función de Azimuth; Choluteca .....	78
Ilustración 31. TIR con Financiamiento en Función de Azimuth; Cortés .....	80
Ilustración 32. TIR sin Financiamiento en Función de Azimuth; Cortés.....	81
Ilustración 33. TIR con Financiamiento en Función de Azimuth; Choluteca.....	82
Ilustración 34. TIR sin Financiamiento en Función de Azimuth; Choluteca.....	83
Ilustración 35. Análisis de Sensibilidad en función de Azimuth para la Zona Norte.....	84
Ilustración 36. Análisis de Sensibilidad en función de Azimuth para la Zona Sur.....	85

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Descripción de los ángulos utilizados como variables. ....	12
Tabla 2. Longitud de onda y energía de los rayos ultravioleta.....	14
Tabla 3. Ventajas y desventajas de la energía solar.....	22
Tabla 4. Países rezagados en aumentar la capacidad instalada de paneles fotovoltaicos. ....	24
Tabla 5. Eficiencia y área de los materiales utilizados en las celdas solares.....	33
Tabla 6. Condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos. ....	36
Tabla 7. Datos generales de entrada y salida del convertidor de CD/CA.....	41
Tabla 8. Matriz Metodológica .....	53
Tabla 9. Operacionalización de las variables técnicas.....	56
Tabla 10. Operacionalización de las variables financieras.....	58
Tabla 11. Procedimiento de la investigación.....	67
Tabla 12. Cronograma de trabajo.....	68

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 – ángulo de declinación.....	18
Ecuación 2 - ángulo de incidencia.....	19
Ecuación 3 - ángulo de incidencia en superficies horizontales .....	19
Ecuación 4 - ángulo de azimuth solar.....	19
Ecuación 5 - potencia pico .....	38
Ecuación 6 - factor de forma .....	38
Ecuación 7 - tasa Interna de Retorno .....	50

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Ficha Técnica y Financiera del Proyecto Fotovoltaico .....	96
Anexo 2. Reporte PVSyst de Choluteca, azimuth Sur.....	97
Anexo 3. Reporte PVSyst de San Pedro Sula, azimuth Norte.....	102
Anexo 4. Datos Técnicos generados por PVSyst.....	106
Anexo 5. Datos Financieros Calculados .....	109
Anexo 6. Análisis de Sensibilidad.....	112

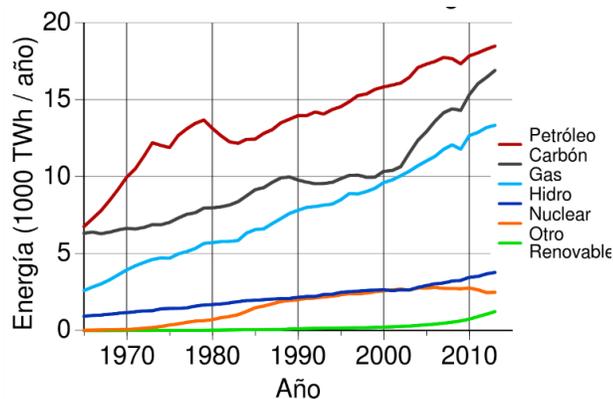
## GLOSARIO

- Zenit: Es la línea perpendicular al plano horizontal en el punto del observador.
- Masa de Aire (AM): Es la razón entre el grosor óptico de la atmosfera que debe atravesar el haz de luz en un momento dado con respecto al grosor óptico si el sol estuviera en el zenit.
- Inclinación ( $\beta$ ): Ángulo entre plano fotovoltaico y la horizontal.  $0 \leq \beta \leq 180^\circ$
- Latitud del lugar ( $\phi$ ): Es la complementaria del ángulo formado por la recta que une el zenit y el nadir con el eje polar. Es positivo hacia el Norte y negativo hacia el Sur, es decir la posición angular con respecto al Ecuador.  $-90 \leq \lambda \leq 90$
- Meridiano del lugar: Circulo máximo de la esfera terrestre que pasa por el lugar, por el zenit y por el nadir.
- Angulo zenital ( $\theta_{z_s}$ ): Es el ángulo formado por el radio vector punto-Tierra y la vertical del lugar. Es positivo a partir del zenit.
- Altura solar ( $\gamma_s$ ): Ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal. Ángulo complementario de la distancia zenital. Ver Figura 3.
- Ángulo azimutal ( $\psi_s$ ): Ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano del horizonte con la dirección Sur. Positivo  $0^\circ$  a  $180^\circ$  hacia el Oeste y negativo hacia el Este  $0^\circ$  a  $-180^\circ$ .
- Declinación: La posición angular del sol a mediodía con respecto al plano del Ecuador.

## I. INTRODUCCIÓN

Desde los principios de la existencia misma del ser humano, este ha necesitado de energía como fuente de vida para desarrollar todas sus actividades y para ello la única forma de conseguirla era mediante minerales fósiles extraídos de la tierra. El uso abusivo de las fuentes convencionales a lo largo de la historia ha provocado una gran contaminación ambiental como gases de efecto invernadero, calentamiento global, deterioro de ecosistemas, pérdidas de biodiversidad, entre otras afecciones y a más de ello, ha provocado la disminución de reservas de combustibles fósiles, motivo por el cual se ha impulsado y ha tenido un auge la energía renovable en la última década. (Rodríguez, 2014).

Viendo la necesidad del cuidado del ambiente, el ser humano busca de nuevas fuentes que sean menos contaminantes, de uso perenne y empieza a aprovechar las fuentes renovables por sus innumerables ventajas como el ser inagotables, amigables con el medio ambiente y que se pueden utilizar de diversas maneras. (Gina & Rodríguez, 2014). En la ilustración #1 se presenta gráficamente la utilización de energía del ser humano a través de los últimos 50 años.



### Ilustración 1. Consumo mundial de Energía

Fuente de la imagen: (Peña, 2018).

De todas estas energías renovables, la solar fotovoltaica trae consigo innumerables beneficios que la hacen muy solicitada y aclamada, es de bajo costo, es fácil de implementar y su construcción es mínima, tiene ausencia de ruido, el mantenimiento que necesita es mínimo, la contaminación que genera es muy reducida. (CONELEC, 2018).

Pero para su utilización, es necesario e indispensable tener en cuenta su naturaleza intermitente, su variabilidad que no está dentro del control del hombre y su baja densidad de potencia; su progreso y viabilidad dependen de tres factores: las políticas energéticas del país, los impuestos que tengan y, por último, los costos asociados para construcción y operación).

Sin embargo, en Honduras no se ha realizado ningún tipo de estudio afines a evaluar y estudiar la eficiencia de estas instalaciones FV. Los proyectos actuales se han realizado en base a bibliografías y manuales externos, debido a la falta de estudios nacionales. Esta investigación tiene como motivación realizar estudios para probar la bibliografía externa y su aplicabilidad en Honduras. La investigación abarcará dos zonas del país (tomado en cuenta debido a que son las dos zonas donde más instalaciones fotovoltaicas existen por su máxima captación de irradiación y sus variables climatológicas), las zonas Norte y la zona Sur de Honduras; aquí se modelarán en diferentes softwares y recopilarán datos de las cuatro diferentes orientaciones que puede tener un panel solar, los cuatro puntos cardinales y así poder analizar la variación entre ellos y todos los factores que intervienen para poder concluir el 'áзимut' óptimo para estos en las respectivas zonas. El resultado lo dictará la generación anual, el performance ratio, rendimiento específico y los flujos de caja de cada una de las distintas variables.

Los objetos de estudio son paneles solares: fixed-tilted: paneles montados sobre superficie plana con estructura que permite variar su ángulo de inclinación (Kiewit, 2018). En la ilustración #2 se puede ver la diferencia de los tipos de montajes.



**Ilustración 2. Diferentes tipos de montajes de paneles fotovoltaicos; fixed tilted (izquierda), flush mounted (derecha).**

Fuente de la imagen: (Wholesalesolar, 2018)

## **II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En este capítulo se enumerará toda la estructura del planteamiento de este proyecto de investigación, el propósito de éste capítulo es lograr definir y entender el problema el cual se está investigando, así como también se indaga en los precedentes de esta problemática, se definen preguntas de investigación, se explica el porqué de esta investigación y así mismo, se justifica el estudio.

### **2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA**

Este comprobado que el mundo actualmente sufre de una crisis energética, pero la pregunta es: ¿por qué? ¿Qué fue lo que sucedió? Desde principios del siglo XX la población sufre crecimientos demográficos exponenciales y que cada vez la calidad de vida de las personas es mejor, esto hace que demandemos una mayor cantidad de energía sabiendo que las principales fuentes de energía hasta hace poco eran carbón, petróleo y gas natural, pero sus yacimientos se están agotando. Para mejorar la situación, nacen las energías renovables, pero a pesar que han ido tomando protagonismo y desplazando las energías fósiles a nivel mundial, estas todavía no son capaces de suplir la potencia necesaria para abastecer a todo el mundo, debido a que de la demanda energética mundial aumenta en un promedio de 3% cada año y se tiene pronosticado que aumentaría hasta un 25% para el año 2040 (WEO, 2019), y a pesar de todo esto, las energías renovables no cubren ni el 2% de la demanda energética mundial

Sabiendo que la eficiencia de un sistema solar fotovoltaico radica y está directamente relacionada con la posición y azimut de los módulos fotovoltaicos, es vital orientarlo de tal forma que maximice su eficiencia aún más. Hay muchos manuales y bibliografías donde explican esta información, pero es internacional y lo que la investigación quiere evaluar es cuanto porcentaje varía esta información de manuales con pruebas reales en Honduras.

Previamente en el país no existe ningún estudio que proporcione una orientación específica en base a condiciones climáticas históricas y esta investigación evaluará dos diferentes zonas con variables climatológicas distintas y comparará con la bibliografía externa que se posee y así analizará que orientación es la más óptima para diferentes casos meteorológicos y geográficos.

### 2.1.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

El problema consiste en el análisis de la variación en generación y eficiencia de la orientación o "azimut" de los módulos fotovoltaicos, considerando las delimitaciones de las zonas Norte y Sur de Honduras en una superficie plana. El análisis busca identificar cuanto es el porcentaje que varía en cada uno de los escenarios diferentes; identificando así cual es el azimut óptimo para tener como guía a referencias futuras y así mismo, comprobar bibliografías y estudios internacionales.

### 2.1.2 FORMULACION DEL PROBLEMA

¿Cuál es el porcentaje de diferencia en cuanto a generación energética y eficiencia si modificamos la orientación de módulos fotovoltaicos en una superficie plana en las zonas Norte y Sur de Honduras?

### 2.1.3 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Cuál es el porcentaje de varianza de generación de energía eléctrica entre cada uno de los azimuts en los escenarios de estudio?
2. ¿Cuál es el azimut óptimo de la instalación para cada una de las zonas?
3. ¿Qué porcentaje de pérdida o ganancia financiera puede relacionarse directamente con el cambio de azimuth?
4. ¿La bibliografía utilizada actualmente en instalaciones fotovoltaicas sobre orientación de módulos se asemeja o aplica en Honduras?
5. ¿Cuántos grados se puede mover un módulo fotovoltaico, partiendo desde su azimuth óptimo, hasta que la generación anual se reduzca por un 1%?

## 2.2 OBJETIVOS

### 2.2.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar la orientación óptima de la instalación de módulos fotovoltaicos en una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en las zonas Norte y Sur de Honduras.

### 2.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Calcular el porcentaje de varianza de generación eléctrica entre cada uno de los azimuts en los diferentes escenarios en las zonas norte y sur de Honduras.
2. Analizar e identificar cuál es el azimut óptimo para cada uno de los escenarios en las zonas en Honduras.
3. Estimar cuanto representaría de pérdida o ganancia financiera un cambio de azimut para las dos zonas.
4. Demostrar si la teoría sobre orientación de módulos fotovoltaicos se asemeja a la realidad en Honduras.
5. Realizar un análisis de sensibilidad para obtener el azimuth (partiendo desde el azimuth óptimo) en el cual la generación anual decrece por un 1%.

### 2.3 JUSTIFICACION

Sampieri Hernández, Fernández Collado, & Baptista Lucio, (2010) mencionan que una investigación es conveniente por diversos motivos, uno de ellos es, si ayuda a resolver un problema social, económico o técnico, como lo es en el caso; ésta investigación se realizó dado a la falta de investigación que existe en el rubro de energía solar fotovoltaica en Honduras; nace debido al poco o nulo conocimiento que se tiene sobre azimuts óptimos en Centro América, en específico Honduras. Con esta investigación se pretende evaluar la exactitud de la teoría presentada en libros de texto con aplicaciones prácticas sobre la orientación de módulos fotovoltaicos bajo las condiciones geográficas y climáticas de Honduras. Uno de los propósitos de la investigación es conocer cuánto es el grado de variación que tienen los diferentes azimuts de las instalaciones, conocer cuál es el óptimo y probar si coinciden las pruebas realizadas con las bibliografías o manuales que están siendo utilizados actualmente.

### **III. MARCO TEÓRICO**

El marco teórico tiene el designio de explicar los puntos más importantes a tratar para realizar esta investigación. Primero definiendo todo lo que implica la energía solar fotovoltaica, partiendo de esto se resumirá la situación energética solar en el mundo y en el país.

#### **3.1 ANÁLISIS DE LA SITUACION ENERGÉTICA FV ACTUAL EN EL MUNDO**

Incentivados por el constante aumento en los combustibles fósiles y el descenso en los costos de la energía fotovoltaica, los países de todo el mundo están creando sus propias carteras de parques o "granjas" solares; las últimas estadísticas muestran que la potencia fotovoltaica instalada de todos los países había alcanzado ya la mitad de un Tera vatio instalado en todo el mundo. Y que los países de China, EU e India están liderando grandemente en éste crecimiento (Maisch, 2019).

##### **3.1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTACIA INSTALADA EN EL MUNDO**

A finales del 2018, la energía solar fotovoltaica instalada en el mundo alcanzaba los 500 GW y se convierte en la primera fuente de energía eléctrica en capacidad instalada a nivel global. El dato lo aporta el Programa de Sistemas de Energía Fotovoltaica de la Agencia Internacional de la Energía (AIE PVPS) en su nuevo Snapshot of Global Photovoltaic Markets 2018 (Instantánea del Mercado Fotovoltaico Global 2018), que el organismo internacional publica cada año.

Los números preliminares del mercado fueron obtenidos del último informe de IEA PVPS, muestran que el mercado de energía fotovoltaica se estabilizo a finales del año pasado. En este último año, se instalaron 97.9GW de capacidad fotovoltaica en los países de la AIE. Eso significa que la capacidad instalada de los países y mercados clave han superado los 500GW en 2018, es decir medio TW. Como un dato haciendo referencia a la importancia de la capacidad instalada, la potencia total usada por los humanos a nivel mundial en 2006 fueron 16TW (Mosquera, 2019).

El mercado fotovoltaico chino experimentó un limitado descenso el año pasado, situándose en 45 GW, pero este descenso fue compensado con mayores volúmenes de instalación en otros mercados emergentes y establecidos.

Entre los mercados en crecimiento destacan: India, con 10,8 GW instalados; Australia, que aumentó espectacularmente en 2018, con cerca de 3,8 GW; México, con cerca de 2,7 GW; Corea,

con 2,0 GW; y Turquía, por encima de 1,6 GW, pese a que el mercado está en declive (CEPAL, 2019).

Los mercados de Oriente Medio y África también crecieron, si bien para ver gran parte de este despliegue hay que esperar a este año de 2019, cuando la mayoría de las plantas entren en servicio, especialmente en los Emiratos Árabes Unidos y Egipto. Mientras tanto, los mercados estadounidense y japonés se mantuvieron estables (WEO, 2019). El europeo vivió un nuevo resurgimiento, impulsado principalmente por el importante incremento de la solar fotovoltaica en Alemania y los Países Bajos, si bien el crecimiento se ha producido en muchos países más.

En resumen, sin tener en cuenta China, el mercado mundial de energía solar fotovoltaica creció en 55 GW. La Agencia Internacional de la Energía destaca que este crecimiento fuera de China dibuja un panorama diferente del mercado fotovoltaico mundial en relación a los últimos años. Si incluimos el gigante asiático, las cifras globales de crecimiento se sitúan en, al menos, 99,8 GW.

#### *3.1.1.1 Crecimiento y desarrollo de electricidad fotovoltaica*

La capacidad instalada de la energía fotovoltaica supone ya cerca del 2.6% de la demanda de electricidad en el mundo. Es solo el principio. La AIE explica que en los próximos años la solar fotovoltaica tiene el potencial de convertirse en una fuente importante de electricidad a un ritmo extremadamente rápido en varios países de todo el mundo (Anguilar, 2018).

La velocidad de su desarrollo, se debe a su capacidad única para cubrir la mayoría de los segmentos del mercado, desde los sistemas individuales muy pequeños para la electrificación rural hasta las centrales eléctricas de tamaño.

Los 32 miembros de PVPS son: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chile, China, Corea del Sur, Dinamarca, España, Estados Unidos, Unión Europea, Finlandia, Francia, Holanda, International Copper Association, Israel, Italia, Japón, Malaysia, Marruecos, México, Noruega, Portugal, the Solar Energy Industries Association (SEIA), the Smart Electric Power Alliance (SEPA), SolarPOwer Europe, Sudáfrica, Suecia, Suiza, Tailandia y Turquía) (AIE, 2018).

#### *3.1.1.2 Países con mayor potencia instalada de energía solar fotovoltaica*

1. China (130.4GW)
2. Estados Unidos (85.3GW)
3. Japón (63.3GW)

4. India (57.4GW)
5. Alemania (484.GW)
6. Italia (57.4GW)
7. Reino Unido (14.2GW)
8. Francia (12.8GW)
9. Australia (12.2GW)
10. Pakistán (10GW)

### 3.1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA FV EN CENTRO AMÉRICA Y EL CARIBE

Ante los elevados precios de los hidrocarburos y la necesidad de disminuir la huella ambiental, en los últimos años en Centroamérica se ha comenzado a impulsar la energía solar como una alternativa más barata, aunque su uso, hasta el momento es limitado. Iniciativas de energía solar a nivel empresarial son cada vez más frecuentes en toda la región (Vasquez, 2017)

En Centroamérica el 66% de la energía generada es renovable (CEPAL, Informe Mensual , 2018). En 2016, el 66.6% de la generación de energía eléctrica en Centroamérica provino de fuentes renovables, según estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), de la Comisión Económica para América Latina y El Caribe (Cepal). La generación total de energía en 2016 fue de 50,967.9 Giga Watt hora (GWh), de esta 33,933.8 GWh son de fuentes renovables (CEPAL, 2018). Entre 2015 y 2016 la generación limpia aumentó 5.17%, según estadísticas presentadas por la Cepal, desde 2012 hasta 2016 el incremento de esta clase de energía alcanzó el 18.6%.

Del total de energía renovable que se produjo en Centroamérica en 2016, un poco más de un tercio pertenece a Costa Rica, 31.2%, equivale a 10,588.6GWh; Panamá acapara el 21.3% del total (7,219.1GWh); en cambio, la energía limpia producida en Guatemala ascendió a (6,425.3GWh), 18.9% del total centroamericano. Honduras, El Salvador y Nicaragua representan del total el 12.9%, 9.5% y 6.1%, respectivamente (CEPAL, 2018).

### 3.1.3 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA FV ACTUAL HONDURAS

En los últimos años, Honduras ha tenido el mejor desarrollo, en términos de crecimiento, de 2015 a 2016 la generación de energía renovable mostró el mayor crecimiento de todo Centro América

con 16.86%, al pasar de 3,746.7 GWh a 4,378.3 GWh (CEPAL, 2018). Y se ha mantenido con este crecimiento constante, debido que la demanda crece anualmente alrededor de unos 1,900MW. Actualmente, el país encabeza la lista de los países con mayor potencia instalada de energía solar fotovoltaica entre Centro América y el Caribe. El mayor mercado solar de la región viene siendo Honduras con un total de 516 MW de potencia instalada DC (Bellini, 2018). Honduras cuenta con unas de las plantas o "granjas" solares más grandes en Latino América; unas de estas plantas son: Estas son algunas de las más grandes plantas fotovoltaicas en el país ubicadas en el sur en Choluteca y Valle.

1. Cohessa: 50MW de potencia instalada (AC)
2. Sopossa: 50MW de potencia instalada (AC)
3. Marcovia: 35MW de potencia instalada (AC)
4. Enerbasa: 25MW de potencia instalada (AC)
5. Prodersa: 25MW de potencia instalada (AC)

## **3.2 TEORÍAS DE LA RADIACIÓN SOLAR**

Para entender cómo se llega a la energía solar fotovoltaica se tiene que explicar primero la fuente primaria de esta y como llega a convertirse en electricidad.

### **3.2.1 EL SOL**

El sol está ubicado en el centro del sistema solar, es la estrella más cercana a la tierra, se formó hace 6.5 millones de años (Blanco Cano & Xochitl, 2013), constituye la máxima fuente de energía electromagnética que mantiene con vida al planeta Tierra (Oñate, 2014).

El sol es el origen de la mayoría de energías renovables porque provoca el calentamiento de la tierra y produce energía geotérmica, el calentamiento de las aguas por medio del sol induce la formación del ciclo del agua y así la energía hidráulica. Estos fenómenos generan un diferencial de presión que da origen a los vientos que son fuente de energía eólica y de igual manera, gracias a esta gran estrella que es el actor principal para el fenómeno de la fotosíntesis de las plantas las cuales se pueden utilizar en la energía de la biomasa (Lanzuela, 2010). Las energías renovables más importantes que son generadas de forma directa por el sol, son la energía solar térmica y solar fotovoltaica; la última será el objeto de estudio en esta investigación.

La radiación solar es el conjunto de ondas electromagnéticas las cuales van en todas las direcciones y se originan en la fuente solar mediante un proceso de fusión nuclear que las emite sin necesidad de un medio material o físico. Su unidad de medida es  $W/m^2$  y la cantidad de radiación solar que llega a la superficie terrestre es directamente proporcional a la altura sobre el nivel del mar (AEMET, 2015).

La radiación solar excita a los electrones del elemento semiconductor del que está hecho el modulo fotovoltaico que por lo general es silicio generando una diferencia de potencial pequeña (AEMET, 2015). La energía solar que llega a la superficie terrestre es 10 mil veces mayor que la que se consume en todo el planeta (Aubrecht, 2012). Sin embargo, no toda es aprovechada. Existen varios tipos de radiación y son:

1. Radiación directa: se identifica por proyectar una sombra del objeto que la intercepta porque llega directamente del sol sin sufrir ningún tipo de cambio de dirección.
2. Radiación reflejada: es la cantidad de radiación que se ve reflejada por la superficie, esta depende del coeficiente de reflexión o mejor conocido como albedo.
3. Radiación difusa: es la radiación de la reflectancia por las nubes, montañas, arboles e infraestructura, no tiene ninguna dirección definida y no produce sombra. La radiación solar al ingresar por las capas atmosféricas se dispersa aproximadamente de un 15% a un 20% (Diaz & Carmona, 2011).
4. Radiación global: es la sumatoria de los tres tipos de radiación antes explicados.

#### *3.2.1.1 Equipos de medición de radiación solar*

1. Pirheliómetro o actinómetro: mide únicamente la radiación procedente directamente del sol y de una región angular de máximo  $2.5^\circ$ .
2. Piranómetro o solarímetro: mide la radiación hemisférica total del sol sobre una superficie horizontal. Este instrumento es capaz de medir la radiación global y también mide el albedo global (NEC, 2010).
3. Heliofanografo heliografo: con este equipo se obtiene la insolación, es decir, las horas del sol brillante efectivas durante el día (AEMET, 2015). En la ilustración #3 se muestran los equipos.



**Ilustración 3. Equipos de medición de radiación solar a)pirheliometro b)piranometro c)heliografano.**

Fuente: (AEMET, 2019)

### 3.2.2 VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA RADIACIÓN SOLAR

Pandiarajan & Muthu (2014) menciona que las variables a tomar en consideración para modelar un sistema fotovoltaico son:

1. Latitud: es la distancia angular medida desde el ecuador a cualquier punto de la superficie terrestre. Todos los que están sobre la línea ecuatorial están a  $0^\circ$  desde esta línea al norte que ocupa un rango de 0 a 90 grados positivos, mientras que hacia el sur es el mismo rango pero en negativo.
2. Longitud: la medida del arco comprendido entre el meridiano de Greenwich y el meridiano que pasa por el punto a medir. Este puede medir de 0 a 180 grados y puede ser de este u oeste.
3. Irradiación: es un fenómeno físico que se produce por las emisiones de energía en forma de radiaciones electromagnéticas por parte del sol y su unidad de medida son  $Wh/m^2$
4. Irradiancia: magnitud que se utiliza para describir la potencia de las radiación proveniente del sol que incide en una unidad de superficie territorial y sus medidas son  $W/m^2$ .
5. Reflectancia: es la capacidad que tiene un cuerpo para reflejar la luz solar, por lo tanto la reflectancia es la relación entre la potencia electromagnética incidente con respecto a la potencia que es reflejada por una interfase, se le conoce como coeficiente de reflexión.
6. Índice claridad del cielo: se define como la relación entre la radiación global y la radiación terrestre.

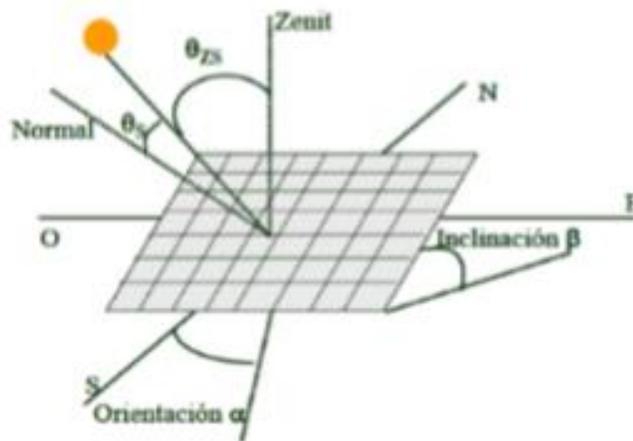
En la tabla #1, se describirá los diferentes ángulos que se utilizan normalmente para definir variables en el estudio de la radiación solar.

**Tabla 1. Descripción de los ángulos utilizados como variables.**

Variable	Definición	Rango
ángulo de la hora solar	Indica el desplazamiento angular del sol sobre el plano de la trayectoria solar. Cada hora corresponde a 15°. El ángulo horario es de -180 a las 0h, 0° a las 12h y 180° a las 24h.	$-180 \leq w \leq 180$
ángulo de la declinación solar	El ángulo que se forma entre la línea sol-tierra y el plano ecuatorial cuando se trata de zonas tropical la declinación solar es igual a la latitud.	$-23.45 \leq s \leq 23.45$
Azimuth	La radiación se cuenta a partir del norte en sentido de las manecillas del reloj formando una circunferencia de 360°, donde 0°, 90°, 180°, 270° representan los cuatro puntos cardinales.	$0 \leq y \leq 360$
ángulo central	El cenit se cuenta desde la horizontal a la vertical. Si el sol está directamente encima del observador, el cenit está a 90°. El oeste es cenit 0° y oeste 180°.	$0 \leq ox \leq 180$
ángulo de la incidencia del sol	Ángulo de incidencia formado por la normal a la superficie y el rayo solar de incidencia en ella.	$0 \leq o \leq 180$
ángulo de inclinación de la superficie	Ángulo de ubicación del módulo fotovoltaico con respecto a la horizontal.	$0^\circ \leq B \leq 90$

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración #4 se visualiza los ángulos anteriormente explicados con respecto a una superficie receptora.

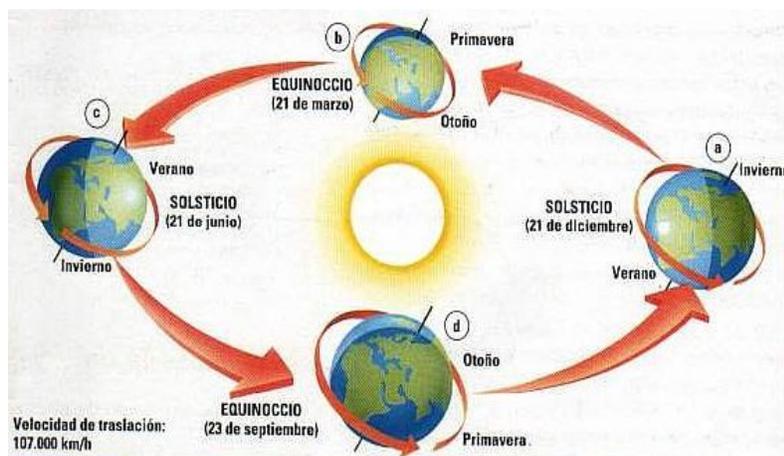


**Ilustración 4. Ángulos que intervienen en el cálculo de irradiación total sobre una superficie receptora.**

Fuente: (Inguil & Espinoza, 2016)

### 3.3 ESPECIFICACIONES DE LA RADIACIÓN SOLAR

El sol es una estrella en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar según se muestra en la ilustración #5 (Blanco Cano & Xochitl, 2013).



**Ilustración 5. : Órbita descrita por la tierra en su movimiento alrededor del sol.**

Fuente: (Perales B. T., 2018)

La intensidad de la radiación solar que llega a la parte exterior de la atmósfera depende de la distancia entre la tierra y el sol. Esa distancia no es constante, sino que el curso de la órbita de nuestro planeta describe una trayectoria elíptica y que su longitud varía entre  $1.47 \cdot 10^8$  y  $1.52 \cdot 10^8$  kilómetros (Walter, 2011). De aquí se puede afirmar que el valor de la Irradiancia fluctúa entre,  $1.325 \frac{w}{m^2}$  y  $1.412 \frac{w}{m^2}$  el valor medio ( $1.353 \text{ W/m}^2$ ) de dicha Irradiancia se le conoce como constante solar (Perales, 2008). Es variable durante el año en un  $\pm 3\%$  por las causas descritas de la órbita terrestre. Otro elemento que influye sobre la radiación solar el factor denominado "masa de aire" (AM), y varia con el ángulo cenital del sol, de la distancia tierra-sol y de las condiciones atmosféricas y meteorológicas (Fylladitakis & Emmanouil, 2014).

Según (Flores, 2017) La radiación solar alcanza los niveles más altos antes y después del mediodía. Las nubes, la lluvia y la contaminación atmosférica como partículas y ozono absorben el UV y disminuyen su intensidad a nivel del suelo.

En la tabla #2 se enumerará y describirá los diferentes tipos y longitudes de onda y la cantidad de energía que posee por fotón.

**Tabla 2. Longitud de onda y energía de los rayos ultravioleta.**

Nombre	Abreviación	Longitud de onda (nm)	Energía por fotón (eV)
Ultravioleta cercano	NUV	400-200	3.10-6.30
Onda larga	UVA	400-320	3.10-3.87
Onda media	UVB	320-280	3.87-4.43
Onda corta	UVC	280-200	4.43-6.30
Ultravioleta lejano	FUV, VUV	200-10	6.30-124
Ultravioleta extremo	EUV, XUV	91.2-1	13.6-1240

Fuente: (Escudero L. J.M., 2008)

### 3.3.1 FACTOR AM (MASA DE AIRE)

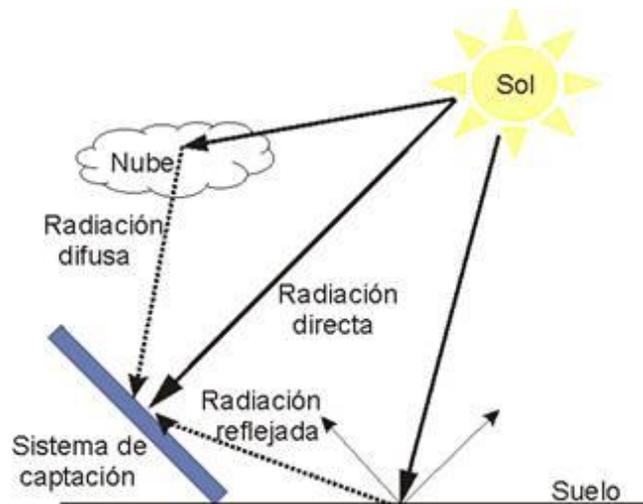
La intensidad y frecuencia del espectro luminoso generado por el sol sufre alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera. Eso se debe a la absorción, reflexión y dispersión que toma lugar dentro de esta. Estas modificaciones son dependientes de la espesura de la capa atmosférica (Guarderas & Caamaño, 2013). La posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. Cuando los rayos solares caen formando un ángulo de  $90^\circ$  respecto a la

horizontal se dice que el sol ha alcanzado su cenit (Blanco Cano & Xochitl, 2013). Para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmósfera. Cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir la masa de aire es mayor. Supongamos que queremos medir la superficie sobre un plano inclinado con respecto a la superficie de la tierra, sobre ese plano incide radiación directa y difusa, en proporciones muy variables según el factor AM, lo despejado o nubosos del momento, pero además de ésta, hay una parte de la radiación solar que se ha reflejado por el suelo y que también incide sobre el plano. A esta porción se le denomina albedo. Diferentes superficies ocasionan diferentes valores de albedo. Por ejemplo: una superficie de asfalto posee un valor de 0.15, una de cemento 0.55 y una de nieve recién caída entre 0.80 y 0.90 (Araya 2010).

Un piranómetro es un aparato de elevada precisión compuesto por dos semiesferas, una placa negra metálica que actúa como superficie de absorción, una serie de elementos termo sensibles situados debajo de ella.

A la tierra solo llega aproximadamente un 30% de la energía total interceptada por la atmósfera y de ella el 70% cae en el mar (Andre & Castro, 2015). Aun así es varios miles de veces el consumo energético mundial. Como se puede observar en la figura, en función de cómo inciden los rayos en la tierra se distinguen tres componentes de la radiación solar. Inguil & Espinoza (2016) afirma que la radiación directa (L), la difusa (D) y el albedo o reflejada, una vez superada la atmósfera, podemos distinguir estos tres tipos de radiación incidente en una superficie, la radiación directa (L), se recibe directamente del sol, sin sufrir dispersión atmosférica alguna, la radiación difusa (D) se recibe del sol después de haber sido desviada por la dispersión atmosférica, como la que recibe a través de las nubes procedente del cielo azul.

No tiene una orientación determinada y llega desde todas las direcciones y por último la radiación reflejada (R), éste se manifiesta toda vez que ha sido reflejada en la superficie terrestre y depende principalmente del coeficiente de reflexión del terreno también llamado es conocido como el albedo (Rodríguez, 2014). Las superficies blancas, por ejemplo, tiene coeficientes de reflexión más altos que las oscuras. En la ilustración #6 se puede apreciar todos los componentes antes descritos.



### **Ilustración 6. Componentes de la radiación global.**

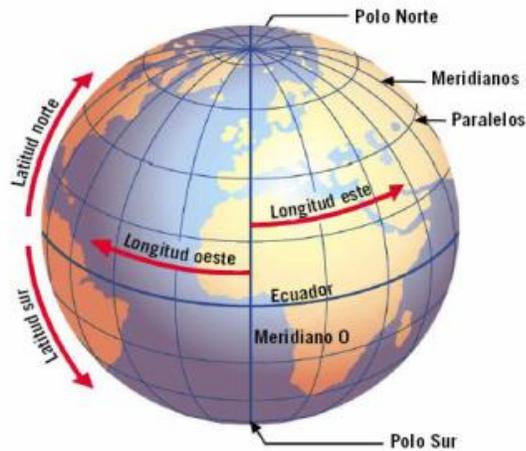
Fuente: (Perales B. T., 2018)

Aunque los tres componentes están presentes en la radiación total que recibe la tierra, la radiación directa es la mayor y más importante en las aplicaciones fotovoltaicas. Cuando la radiación directa no puede incidir sobre una superficie debido a un obstáculo, el área en sombra también recibe radiación gracias a la radiación difusa (Khoo & Reind & Aberle, 2014). Las proporciones de radiación directa, difusa y albedo que recibe una superficie dependen de varios factores en las que se destaca las condiciones meteorológicas: en un día nublado la radiación es prácticamente difusa, mientras que en uno soleado es directa, la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal: una superficie horizontal recibe la máxima radiación difusa y la mínima reflejada esto se debe a la ubicación del lugar, además la presencia de superficies reflectantes: las superficies claras son las más reflectantes por lo que la radiación reflejada aumenta en invierno por el efecto de la nieve.

### **3.3.2 TRAYECTORIAS SOLARES**

La tierra se divide en paralelos de latitud. En el hemisferio Norte se considerará la latitud positiva y varía entre  $0^\pm$  y  $90^\pm$ , en el hemisferio sur se considera Negativa y varía entre  $0^\pm$  y  $-90^\pm$ . El paralelo de  $0^\pm$  se le llama ecuador terrestre. El símbolo que se utilizaría para la latitud sería  $\hat{A}$ . La tierra también se divide en meridianos Oeste Este Meridianos Polo Sur Polo Norte Ecuador Paralelo Meridiano de Greenwich 52 de longitud como se observa en la figura. Se usa como

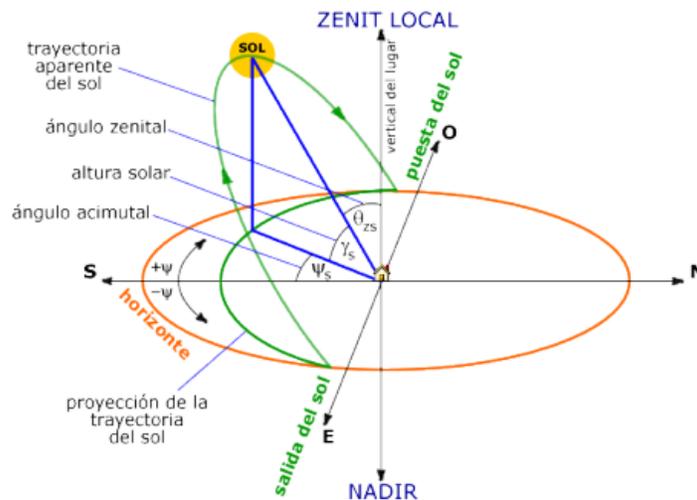
meridiano  $0^\pm$  el que pasa por Greenwich, Inglaterra. Hacia el este y el oeste los meridianos aumentan de  $0^\pm$  a  $180^\pm$  (Labeo, 2005). La ilustración #7 muestra los paralelos y meridianos.



**Ilustración 7. Paralelos y meridianos de la corteza terrestre.**

Fuente: (Perales B. T., 2018)

El plano fundamental es el horizontal, tangente a la superficie terrestre. La perpendicular a este plano en dirección a la semiesfera celeste superior define la posición del ZENIT del lugar o zenit local. En la dirección opuesta, a través de la Tierra, se sitúa el NADIR, así como se mostrará en la ilustración #8. Las direcciones principales sobre el plano horizontal son la Norte-Sur, intersección con el plano meridiano del lugar, y la perpendicular a ella Este-Oeste, intersección con el plano denominado primer vertical (Jutglar, 2018).



**Ilustración 8. Trayectoria solar durante el día.**

Fuente: (Perales B. T. 2018)

La declinación  $\delta$  puede ser descrita por la ecuación, dado en grados

$$\text{Sen } \delta = 0.3979 * \text{Sen} \left( \text{Num. de dias} * \frac{360}{365} \right)$$

### Ecuación 1 – ángulo de declinación

Fuente: (Liu & Jordan, 2009).

Contados el número de días a partir del día 21 de marzo que corresponde al equinoccio de primavera. Por ejemplo. Tomando como origen 21 de marzo, el 15 de enero habrán transcurrido 300 días y aplicando la fórmula se obtiene:

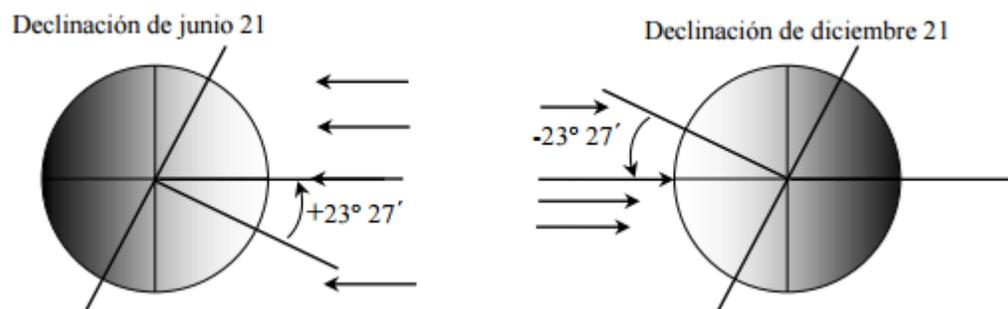
$$\text{Sen } \delta = 0.3979 * \text{Sen} \left( 300 * \frac{360}{365} \right) = -0.3579$$

$$\delta = -20.97^\circ$$

Caso contrario se puede aplicar la fórmula y se contabiliza a partir del 1 de enero:

$$\delta = 23.45 \text{ Sen} \left( 360 * \frac{284 + n}{365} \right)$$

Donde n es el día Juliano del año. Este ángulo se mide para un sistema de referencia en el centro de la tierra y con el eje "z" en el eje Norte Sur de la Tierra. Debido a la inclinación propia de la tierra ( $23^\circ 27'$ ), este ángulo tiene un valor igual a  $23^\circ 27'$  en el solsticio de invierno y  $-23^\circ 27'$  en el solsticio de verano (solsticios referidos al hemisferio sur) como se observa en la siguiente ilustración # 9.



### Ilustración 9. Declinación del mes de junio y diciembre 21.

Fuente: (Perales B. T. 2018)

La ecuación que relaciona el ángulo de incidencia del haz de radiación directa,  $\theta_i$  y los otros ángulos es:

$$\begin{aligned} \cos(\theta_i) = & \text{Sen}\delta * \text{Sen}\phi * \text{Cos}\beta - \text{Sen}\delta * \text{Cos}\phi * \text{Sen}\beta * \text{Cos}\psi + \text{Cos}\delta * \text{Cos}\phi * \text{Cos}\beta \\ & * \text{Cos}\omega + \text{Cos}\delta * \text{Sen}\phi * \text{Sen}\beta * \text{Cos}\psi * \text{Cos}\omega + \text{Cos}\delta * \text{Sen}\beta * \text{Sen}\psi \\ & * \text{Sen}\omega \end{aligned}$$

### **Ecuación 2 - ángulo de incidencia**

Fuente: (Liu & Jordan, 2009).

Para superficies horizontales,  $\beta = 0^\circ$  el ángulo de incidencia es igual al ángulo de zenit del sol,  $\theta$  el cual puede calcularse como:

$$\cos\theta = \text{Cos}\delta * \text{Cos}\phi * \text{Cos}\omega + \text{Sen}\delta * \text{Sen}\phi$$

### **Ecuación 3 - ángulo de incidencia en superficies horizontales**

Fuente: (Liu & Jordan, 2009).

El ángulo de azimut del sol ( $\Psi_s$ ) puede ser calculado como:

$$\text{Sen}(\psi_s) = \frac{\text{Cos}\delta * \text{Sen}\omega}{\text{Sen}\theta_z}$$

### **Ecuación 4 - ángulo de azimuth solar**

Fuente: (Liu & Jordan, 2009).

## **3.4 ENERGÍA SOLAR**

La energía solar directa es la energía del sol sin transformar, que calienta e ilumina, es necesario tener sistemas de captación y de almacenamiento para aprovechar la radiación del sol de diferentes maneras.

El sol produce constantemente energía electromagnética que llega directamente a la tierra. Así lo viene haciendo desde hace unos 4.5 Millones de años y parece que seguirá su producción por varios millones de años más (Blanco Cano & Xochitl, 2013). Toda la energía disponible procede de forma directa o indirecta del sol, excepto la nuclear, mareomotriz y la geotérmica. Sin embargo su utilización ofrece serias dificultades por su estacionalidad, su alternancia día-noche, su

dependencia de otras condiciones atmosféricas, su baja densidad y en muchas aplicaciones su costo, que dista de ser competitivo con los combustibles fósiles (Vasquez, 2017).

El sol es la fuente primaria de energía, que puede ser usada directamente, en sistemas pasivos, así llamados porque no utilizan otra fuente de energía, o en sistemas activos, que usan otra fuente de energía, generalmente eléctrica, empleada para mover el fluido calefactor (Blanco Cano & Xochitl, 2013).

La energía solar puede transformarse en eléctrica bien directamente, mediante células fotovoltaicas o bien de forma indirecta a través de sistemas térmicos de concentración utilizados para producir vapor que moverá las turbinas generadoras.

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol. La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce a través de la absorción de la radiación, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo (Blanco Cano & Xochitl, 2013).

La energía solar es una energía renovable que no contamina conocida como energía limpia o energía verde. La energía solar se puede transformar de dos maneras: La primera utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. A la energía obtenida se le llama energía solar térmica.

La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos. La segunda, utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. A la energía obtenida se le llama energía solar fotovoltaica. La transformación se realiza por medio de módulos o paneles solares fotovoltaicos (Rodney, 2015).

### 3.4.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR

Ventajas: La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de las energías renovables en el mundo. Comparada con las fuentes no renovables, las ventajas son claras: es no contaminante, no tiene partes móviles que analizar y no requiere mucho mantenimiento. No requiere de una extensa instalación para operar. Los generadores de energía pueden ser instalados de una forma distribuida en la cual los edificios ya construidos, pueden generar su propia energía de forma segura y silenciosa (Andre & Castro, 2015).

No consume combustibles fósiles. No genera residuos. No produce ruidos es totalmente silenciosa. Es una fuente inagotable. Ofrece una elevada fiabilidad y disponibilidad operativa excelente. Además de las ventajas ambientales también debemos tener en cuenta las socio-económicas, una instalación tiene una vida larga (los paneles solares duran aproximadamente 25-30 años).

Además resisten condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad. No existe una dependencia de los países productores de combustibles. Puede instalarse en zonas rurales desarrollo de tecnologías propias. Se puede utilizar en lugares de bajo consumo y en casas ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general.

Puede venderse el excedente de electricidad a una compañía eléctrica. Puede aumentarse la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos (BIODISOL, 2017).

Desventajas: No es muy económicamente competitiva con otras energías actuales. Producción variable según climatología del lugar y época del año. Otro inconveniente es el rendimiento obtenido y el espacio de terreno ocupado por los elementos captadores: el rendimiento final se estima en solo un 18% (Jimenez, 2018).

En la Tabla #3 se resume la investigación de la energía solar que se lleva a cabo en los diferentes países del mundo. El futuro de la energía solar depende de estas investigaciones; por mencionar sólo un ejemplo del avance logrado, en los últimos seis años el costo de las celdas solares ha disminuido en un factor de diez.

**Tabla 3. Ventajas y desventajas de la energía solar.**

Energía Solar	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"><li>• Fuente inagotable de energía.</li><li>• Escaso impacto ambiental.</li><li>• No produce residuos perjudiciales para el medio ambiente.</li><li>• Distribuida por todo el mundo.</li><li>• No tiene más costos una vez instalados.</li><li>• No hay dependencia de las compañías suministradoras.</li><li>• Silenciosa</li><li>• Tiene una vida útil superior a 25 años.</li><li>• Resistente a condiciones climáticas extremas: granizo, viento, etc.</li><li>• No requiere mantenimiento complejo, solo limpieza del módulo solar.</li><li>• Se puede aumentar la capacidad instalada y la autonomía de la instalación.</li><li>• No consume combustible.</li></ul>
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"><li>• Se precisan sistemas de acumulación (baterías) que contienen agentes químicos peligrosos.</li><li>• Puede afectar a los ecosistemas por la extensión ocupada por los paneles en caso de grandes instalaciones.</li><li>• Impacto visual negativo si no se cuida la integración de los modelos solares en el entorno.</li></ul>

Fuente: (Fuente: Jiménez C. B. E., 2012)

### 3.4.2 APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR

Las tecnologías para el aprovechamiento solar son muchas y muy variadas. Las tecnologías termodinámicas tienen como propósito capturar la energía mecánica o eléctrica. Como resultado de la absorción de la energía de los fotones que inciden sobre materiales semiconductores, los sistemas fotovoltaicos convierten directamente la energía solar captada en energía eléctrica al generar portadores móviles de carga eléctrica. La conversión fotoquímica se refiere a las tecnologías que producen energía química libre a partir de la radiación solar (Walter, 2011). Los procesos termoiónicos aprovechan la emisión calorífica directamente en electricidad. Los dos primeros grupos de tecnologías han sido los más estudiados y en los que se ha logrado un mayor desarrollo (EPIAA, 2017).

Generalmente es utilizada en zonas excluidas de la red de distribución eléctrica o de difícil acceso a ella, pudiendo trabajar de forma independiente o combinada con sistemas de generación eléctrica convencional. Acorde a Flores, (2017) sus principales aplicaciones son la electrificación de sistemas de bombas de agua, repetidores de TV y telefonía, la electrificación de edificaciones aisladas: alumbrado, pequeños electrodomésticos, pequeños consumos no destinados o calentamientos, alumbrado público aislado: aparcamientos, áreas de descanso, balizado, señalización: marítimos, viales, antenas, protección y seguridad, asimismo en las conexión a la red eléctrica de pequeñas centrales eléctricas que permiten disminuir las pérdidas en la red, ya que se acerca el consumo a la generación. Esta solución es la que está generando actualmente el mayor desarrollo de esta energía, ya que se vende a la red (Jimenez, 2018).

La generación foto térmica de electricidad, a través de sistemas que concentran la energía solar en una línea, es actualmente una de las aplicaciones más extensas de la energía solar en el mundo, ya que se tienen 354 MW instalados en sistemas que utilizan más de 2.5 millones de m<sup>2</sup> de concentradores solares en 9 plantas del Solar Energy Generation System, SEGS, el cual es un producto de la compañía Luz de Israel (Fouquet, 2013).

La tecnología relacionada con la generación de electricidad por procesos fotovoltaicos ha tenido grandes avances. Su costo unitario de potencia se ha reducido más de 20 veces desde 1973, al pasar de 200 a 10 dólares por watt (AEMET, 2015).

Ésto ha permitido que el uso de esta tecnología se haya generalizado y que se tengan expectativas de mayores reducciones en su precio, lo que la coloca en el umbral de aplicaciones masivas.

Actualmente, e impulsado por un mercado nacional dinámico, Japón supera a los Estados Unidos como líder productor de celdas fotovoltaicas con 80 MW por año (CEPAL, 2018).

Estimaciones indican que la industria de la energía solar tiene un futuro próspero. En ese sentido se dice que en el año 2008 el sector de la energía solar empleaba unas 120,000 personas en el mundo. Pero si analizamos la curva ascendente, es bueno saber que para el año 2020 este sector demandará unos dos millones de personas algo que demuestra un crecimiento realmente fenomenal. Es interesante saber que los países de Alemania avanzaron en el rubro energético al promover la instalación de paneles solares en los hogares e industrias a través de incentivos económicos, es así como una producción de energética tenderá a descentralizarse.

Económicamente la inversión permite saldar costos al cabo de ocho años cuando el sistema tiene una durabilidad aproximadamente de 20 años, a partir de ahí podría considerarse que la energía obtenida es gratuita. Pero estos números no son estáticos si consideramos la producción de paneles a gran escala será otro factor que haría bajar los costos. A esto también hay que agregarle las innovaciones tecnológicas que se están desarrollando para mejorar el rendimiento. Por ejemplo, la compañía First Solar construye en China, la planta de energía solar de 2,000 megawatt y se ubica en la ciudad de Ordos al interior de Mongolia (Madrid, 2014).

Para cuando el proyecto se encuentre finalizado, China tendrá la mayor planta de energía solar del mundo en términos de la cantidad de megawatt que puede generar. Otro proyecto que se está llevando a cabo por el Ejército de los Estados Unidos en su primera etapa es la construcción de una granja solar de 500 megawatt en el desierto de Mojave, para la última etapa contempla una instalación capaz de generar 1,000 megawatt y debería estar finalizada en el año 2020, se espera que la totalidad de los paneles solares cubran una superficie de 65 kilómetros cuadrados. En la Tabla #4 se aprecia la capacidad eléctrica instalada en celdas fotovoltaicas para varios países, teniendo que Japón y Alemania son los países con mayor porcentaje de crecimiento, mientras que México se encuentra muy por debajo de ellos, requiriéndose mayor investigación e inversión en este rubro.

**Tabla 4. Países rezagados en aumentar la capacidad instalada de paneles fotovoltaicos.**

País	Capacidad instalada en (MW) al final de 1998	Capacidad instalada (MW) al final de 2000*
Alemania	53.9	66.2
Italia	17.68	18.5
Francia	8.0	10.0
Holanda	6.48	9.5
España	8.0	9.0
Austria	2.66	3.46
EEUU	127.9	147.0
Japón	133.3	190.0
México	12.0	12.9 *

Fuente: (EuroObserv'ER y ANES)

### **3.5 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

La energía fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados módulos fotovoltaicos (Tous, 2010). En los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial. La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener diferencias de potencial mayores.

Aunque el efecto fotovoltaico era conocido desde el siglo XIX, fue en la década de los 50, en plena carrera espacial, cuando los paneles fotovoltaicos comenzaron a experimentar un importante desarrollo (Salgado, 2012). Inicialmente utilizados para suministrar electricidad a satélites geoestacionarios de comunicaciones, hoy en día constituyen una tecnología de generación eléctrica renovable.

Una de las principales virtudes de la tecnología fotovoltaica es su aspecto modular, pudiéndose construir desde enormes plantas fotovoltaicas en suelo hasta pequeños paneles para tejados.

#### **3.5.1 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

INIECO (2011) afirma que existen diferentes tipos e instalaciones:

1. Centrales fotovoltaicas en edificios: Según el objetivo de la central fotovoltaica esta puede estar destinada a la generación de energía para vertido total a la red, o para el autoconsumo parcial o total de la energía eléctrica generada.
2. Central fotovoltaica para vertido a red: En una central fotovoltaica destinada al vertido de energía eléctrica a la red, generando un ingreso por la venta, el consumo de electricidad no depende de la energía generada por los paneles fotovoltaicos ya que el propietario sigue comprando la energía eléctrica que consume a la compañía distribuidora, con la tarifa establecida, y además es propietario de una instalación generadora de energía eléctrica. (Diaz, 2013).
3. Central fotovoltaica para autoconsumo: En este caso parte o la totalidad de la energía eléctrica generada es consumida en las propias instalaciones, generando un ahorro económico por la reducción de compra de energía eléctrica de la red, además de una mejora ambiental al generarse la energía de forma totalmente limpia (Fouquet, 2013).

Algunas de las aplicaciones más comunes de estos sistemas son:

1. Instalaciones en viviendas: se trata de instalaciones en tejados, terrazas, etc. de viviendas que dispongan de conexión a la red de distribución eléctrica y se aprovecha la superficie del tejado para colocar sistemas modulares de fácil instalación, usando generalmente estructuras prefabricadas.
2. Plantas de producción: son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rústicas o rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de zonas urbanas, dotando a la estructura de un valor añadido adicional.
3. Integración en edificios: consiste en la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos arquitectónicos que incluyen sistemas fotovoltaicos, y que por tanto son generadores de energía, por ejemplo, usando recubrimientos de fachadas, muros cortina, parasoles, pérgolas, etc (IDAE, 2016).

### **3.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

Para una instalación de módulos fotovoltaicos es necesario tener éstas variables técnicas en cuenta antes de realizar el montaje o incluso el estudio de pre factibilidad para éste.

#### **3.6.1 CAPACIDADES NOMINALES**

La potencia nominal es la capacidad nominal de los dispositivos fotovoltaicos (PV), como las células solares, paneles y sistemas, y se determina midiendo la corriente eléctrica y la tensión en un circuito, mientras se varía la resistencia en condiciones definidas con precisión. Estas condiciones de prueba estándar (STC) se especifican en estándares tales como IEC 61215, IEC 61646 y UL 1703; específicamente la intensidad de la luz es de  $1000 \text{ W / m}^2$ , con un espectro similar al de la luz solar que golpea la superficie de la tierra a  $35^\circ \text{ N}$  de latitud en el verano (masa de aire 1.5), la temperatura de las celdas es de  $25^\circ \text{ C}$ . La potencia se mide al variar la carga resistiva en el módulo entre un circuito abierto y un circuito cerrado (entre resistencia máxima y mínima). La potencia más alta así medida es la potencia "nominal" del módulo en vatios. Esta potencia nominal dividida por la potencia de luz que cae sobre un área determinada de un dispositivo fotovoltaico ( $\text{área} \times 1000 \text{ W / m}^2$ ) define su eficiencia, la relación entre la potencia eléctrica del dispositivo y la energía incidente. La potencia nominal es importante para diseñar una instalación con el fin de dimensionar correctamente sus cables y convertidores (HISOUR, 2014).

### 3.6.1.1 Capacidad nominal DC ( $W_{dc}$ )

Potencia total instalada en módulos fotovoltaicos.

### 3.6.1.2 Capacidad nominal AC ( $W_{ac}$ )

Potencia total instalada en inversores de corriente.

## 3.6.2 RATIO DC/AC

La relación CC/CA (también conocida como Relación de carga del inversor o "ILR") es un parámetro importante al diseñar un proyecto solar. Por ejemplo, una matriz de CC de 6 kW combinada con un inversor de CA de 5 kW tendría una relación CC/CA de 1,2 ( $6 \text{ kW} / 5 \text{ kW} = 1,2$ ). El factor clave aquí es el "clipping": cuando la potencia de CC que alimenta un inversor es más de lo que el inversor puede manejar, la potencia resultante se "recorta" y se pierde. (Grana, 2016).

Cada inversor tiene una potencia nominal máxima. Esto es importante por dos razones.

Primero, las clasificaciones de los componentes de la electrónica de potencia en el inversor a menudo se diseñan teniendo en cuenta un rango específico de potencia y voltaje. En segundo lugar, a nivel del sistema, el panel de CA de la casa (y/o el punto de conexión a la red) están diseñados con una potencia máxima específica en mente (Grana, 2016).

Los inversores generalmente nunca emitirán más que su potencia de CA nominal máxima. Durante los momentos en que la potencia de entrada de CC es demasiado alta, el inversor elevará el voltaje de funcionamiento de los módulos para extraer la matriz de su punto de máxima potencia y reducir la potencia de CC (CONERCOM, 2019). El ratio es sumamente importante a la hora de escoger nuestras capacidades nominales ya sea en CC o en CA, esto determinara nuestra generación y cuanta energía se "desperdiciara" o inyectara a la red.

## 3.6.3 AZIMUTH

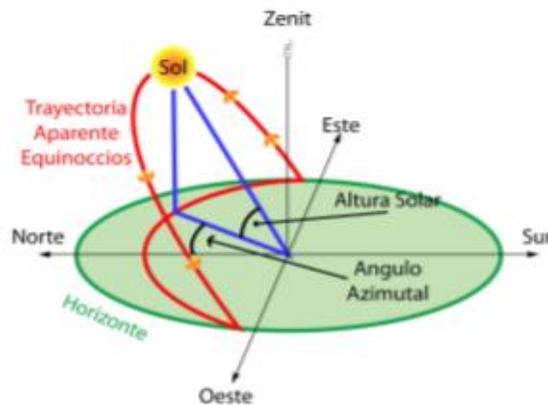
El azimut es el ángulo que forma un cuerpo celeste y el Norte, medido en sentido de rotación de las agujas de un reloj alrededor del horizonte del observador (Pons, 2017). Usualmente se mide en grados. Es el ángulo de una dirección contado en el sentido de las agujas del reloj a partir del norte geográfico. El acimut de un punto hacia el este es de 90 grados y hacia el oeste de 270 grados sexagesimales y así consiguiente. Determina la dirección de un cuerpo celeste. Por

ejemplo, un cuerpo celeste que se encuentra al Norte tiene un azimut de  $0^\circ$ , uno al Este  $90^\circ$ , uno al Sur  $180^\circ$  y al Oeste  $270^\circ$ .

### 3.6.4 ANGULO DE INCLINACION

Éste es el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico con respecto a la horizontal. Para determinar la inclinación del módulo se utilizan varias fórmulas para encontrar la cantidad de grados que este debería de estar inclinado sobre el suelo.

Cuanto más perpendicular se encuentre nuestro módulo, podrá captar mayor cantidad de energía, ya que si recibe los rayos en forma oblicua, una gran parte de estos se dispersan en un área mayor que la que ocupa el módulo (Meril, 2017). En la ilustración #10 se muestran los ángulos en un plano.



### **Ilustración 10. Ángulos importantes en una instalación FV**

Fuente: (Meril, P., 2016).

### 3.6.5 RENDIMIENTO ESPECÍFICO

La definición más sencilla de este es cuanto produce un kwh a un kw pico. Sus unidades incluso son kWh/kWp. Watt Peak se refiere a la potencia eléctrica suministrada por los módulos solares en condiciones de prueba estándar (STC) con los siguientes parámetros:

1. Temperatura de la celda =  $25^\circ\text{C}$
2. Irradiancia =  $1000\text{ W / m}^2$
3. Espectro de luz solar según AM = 1.5.

Como tal instalación fotovoltaica se puede describir “un kilovatio de potencia máxima”. En el contexto de las instalaciones fotovoltaicas nacionales, el kilovatio (kW) es la unidad utilizada para la potencia máxima, a veces expresada como kWp (AG, 2015).

### 3.6.6 PRODUCCIÓN ANUAL

Esta producción contabiliza la generación de energía a lo largo de 8760 horas, promediando la generación en cada uno de los meses.

### 3.6.7 PERFORMANCE RATIO

El coeficiente de rendimiento (en inglés performance ratio) es una magnitud, independiente del lugar de ubicación, de la calidad de una instalación fotovoltaica y, por ello, constituye a menudo también un factor de calidad.

El coeficiente de rendimiento se indica en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. De esta forma indica qué proporción de la energía está realmente disponible para la alimentación tras haber descontado las pérdidas energéticas (debido a pérdidas térmicas y a pérdidas por cableado) y el consumo propio para la operación (David, 2018).

Cuanto más cercano al 100% sea el valor del coeficiente de rendimiento calculado para una instalación fotovoltaica, de forma más efectiva trabajará esta instalación fotovoltaica. (IDAE, 2016). No obstante, no es posible alcanzar un valor real del 100% puesto que durante la operación de la instalación fotovoltaica se producen siempre pérdidas inevitables (pérdidas térmicas por el calentamiento de los módulos fotovoltaicos) (Rodríguez, 2014). Sin embargo, las instalaciones fotovoltaicas eficientes alcanzan un coeficiente de rendimiento de hasta el 80%.

## 3.7 EFECTO FOTOVOLTAICO

Las celdas solares convierten directamente la luz solar en electricidad, debido al efecto fotovoltaico. La luz está compuesta de fotones con diferentes energías (Jutglar, 2018). Cuando un fotón con energía suficiente choca con un átomo de algún material, por ejemplo el silicio, el átomo absorbe la energía del fotón y un electrón del material queda en un estado excitado por la energía absorbida, lo que permite, en algunos casos, que se mueva libremente. Si en lugar de uno son

varios los electrones que circulan libremente, puede producirse una corriente eléctrica bajo ciertas condiciones y, por lo tanto, generarse electricidad a partir de energía solar (Vera & Ferreira, 2013). Para imaginarnos cómo es un átomo supongamos que el núcleo de éste es el Sol y los planetas son los electrones que giran a su alrededor. Para comprender lo que ocurre cuando llega un fotón, pensemos que éste es un cometa. Si el cometa choca con Plutón, a nivel atómico este último adquiriría una energía que le permitiría salir del Sistema Solar. La regla del mundo atómico establecería que todos los planetas únicamente pueden estar en la órbita de algunos otros pero no permanecer en estados intermedios. Si un planeta pasa a una órbita inferior producirá un cometa y si éste choca con un planeta, este último pasará a la órbita inmediata superior.

Por lo tanto, si queremos producir un efecto cometa-planetario, es decir, una corriente de planetas, siguiendo las reglas del mundo atómico, se necesitaría que los cometas tuvieran la energía suficiente para que los planetas salieran del Sistema Solar. Para producir el efecto fotovoltaico se utilizan materiales semiconductores, es decir, aquellos que no son buenos conductores de la electricidad, como el cobre y la plata, y que tampoco sean buenos aislantes, como el corcho o la cerámica (Tabasca & Montilla, 2019). Un ejemplo de semiconductor son los materiales que se emplean en los transistores que posee cualquier radio. El silicio, por ejemplo, es un material semiconductor.

En los materiales semiconductores existe una región que separa a la banda de valencia, en la cual los electrones están ligados al núcleo atómico, de la banda de conducción, en la que los electrones pueden circular libremente. Dicha región se denomina banda prohibida (Tabasca & Montilla, 2019).

Serrano, Pesantes & Cueva (2016) menciona que en los materiales aislantes ésta es mayor de 5 eV (electrón-volt) y en los semiconductores, como el silicio es de 1.1 eV. Para lograr la conducción se requiere que los electrones de la banda de valencia pasen a la de conducción, y una forma de lograrlo es que los fotones de los rayos solares proporcionen la energía que se requiere para que los electrones salten la banda prohibida (Moro, 2012).

Si a un material semiconductor se le introduce una pequeña proporción de otro material, lo cual se denomina una impureza, se puede conseguir que se tenga un electrón de más o de menos en la banda prohibida. Si esto ocurre cerca de la banda de conducción, el material se denomina tipo

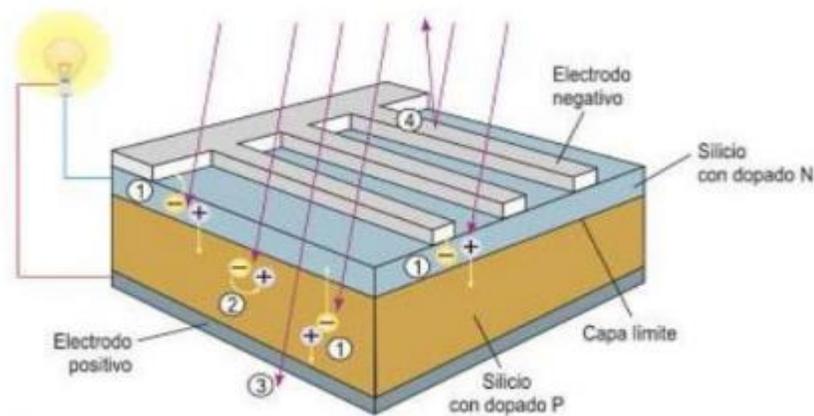
n (por negativo). Y si el electrón de más o de menos está cerca de la banda de valencia, el material se llama tipo p (por positivo). Al juntar un semiconductor tipo n con uno tipo p, se presenta el efecto fotovoltaico, es decir, habrá un flujo de huecos (falta de electrones) hacia el lado del semiconductor n y uno de electrones hacia el lado del semiconductor p (Sardinero, 2010).

Los fotones provenientes del Sol llegan a la celda solar y la radiación absorbida generará electrones en la banda de conducción y huecos en la de valencia. Con ello, se generará una corriente eléctrica del lado positivo al negativo y habrá un voltaje. De esta forma, si se conecta una resistencia entre los dos electrodos (positivo y negativo) se presentará un flujo de corriente (Sardinero, 2010).

En resumen, cada celda solar tiene tres capas y dos electrodos. La capa que está expuesta al Sol debe aprovechar al máximo la radiación solar por unidad de área y por esta razón el electrodo negativo está formado por pequeñas tiritas de un material conductor.

Las celdas de unión PN se descubrieron en 1954, en los Laboratorios Telefónicos Bell de Estados Unidos y se utilizaron como una fuente de energía en los teléfonos rurales, y posteriormente se emplearon para cubrir las necesidades de energía eléctrica de los satélites artificiales, aunque el principio de operación lo descubrieron Adams y Day en 1878, utilizando selenio, y las primeras celdas las construyó Charles Fritts, en 1879 (Perales, 2010).

En la ilustración #11, observamos en (1) la separación de cargas; en (2), la recombinación de parte de ellas, en (3) cómo una parte de la energía luminosa no se utiliza sino que atraviesa la célula sin producir separación de cargas, en (4) la reflexión y el efecto de sombra causada por los contactos eléctricos de la cara visible de la célula.



**Ilustración 11. Diseño y funcionamiento de una célula solar de silicio cristalino.**

Fuente: (Perales B. 2008)

### 3.7.1 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, pueden realizarse instalaciones de electrificación autónoma o interconectados a la red, además de otras aplicaciones más específicas (Casas, 2011).

Para el caso de las instalaciones de electrificación autónoma, estas instalaciones tienen una total autonomía energética y se construyen especialmente en lugares en que, por motivos económicos, técnicos y medioambientales, no es posible hacer llegar la red de distribución eléctrica (casas rurales aisladas, sistema de señalización), asimismo para las instalaciones interconectadas a la red eléctrica, distinguimos dos tipos de instalaciones, aquellas que aprovechan la energía producida por el propio edificio e inyectan la sobrante a la red de distribución eléctrica y los que inyectan directamente toda la producción de energía eléctrica a la red de distribución general y se aprovechan de ella para su propio consumo (Pinos & Perez, 2017).

Existen otras aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos por ejemplo en las aplicaciones agrícolas y son numerosas para la utilización de los sistemas de bombeo de agua de pozos, el riego automático, también son utilizados en las carreteras y autopistas, donde sirven para alimentar equipos aislados, tales como las señales de tráfico, puntos de socorro, equipos de comunicación,

cámaras, iluminación, y finalmente esta tecnología se emplean en el espacio donde se necesita una fuente de energía autónoma y fiable para la alimentación de satélites otros ingenios especiales, como la sonda marciana pathfinder.

### 3.7.2 TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

La tecnología fotovoltaica se aplica utilizando materiales sólidos, especialmente en los materiales semiconductores, en donde se han encontrado eficiencias aceptables de conversión de energía luminosa o eléctrica. Según Perales (2010), existen diferentes materiales semiconductores con los cuales se puede elaborar celdas solares pero el que utiliza comúnmente es el silicio en sus diferentes formas de fabricación.

1. Silicio Monocristalino: Se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los cuatro lados cortos, si se observa se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada). Las celdas están hechas de un solo cristal de silicio de muy alta pureza. La eficiencia de estos módulos ha llegado hasta el 18%. Los módulos con estas celdas son los más maduros del mercado. Proporcionando con esto confiabilidad en el dispositivo de tal manera que algunos fabricantes los garantizan hasta por 25 años.

En la Tabla #5 aparecen algunos materiales con los que están hechas las celdas solares que se fabrican sus eficiencias máximas y el área de captación de cada una de ellas.

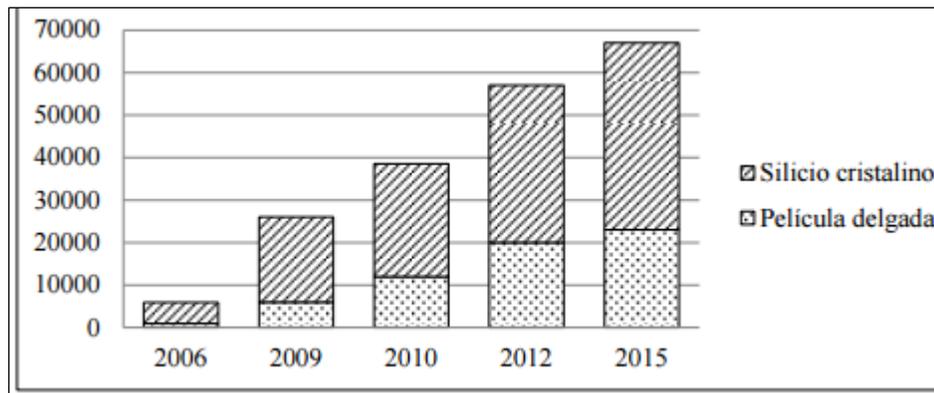
**Tabla 5. Eficiencia y área de los materiales utilizados en las celdas solares.**

	Eficiencia máxima (%)	Área (cm <sup>2</sup> )
Silicio Amorfo	8	0.04
Sulfuro de Cadmio	10	1.00
Silicio Monocristalino	18	2.00
Silicio Policristalino	7-14	2-3
Arseniuro de galio	22	0.10
Teluro de cadmio	8-9	0.02

Fuente: (Alonso C., Rodríguez V. Alternativas energéticas, CONACYT, 1985)

2. Silicio Policristalino: Su nombre indica que estas celdas están formadas por varios cristales de silicio. Esta tecnología fue desarrollada buscando disminuir los costos de fabricación. Dichas celdas presentan eficiencias de conversión un poco inferiores a las monocristalinas hasta el orden del 14%. La garantía del producto puede ser hasta por 20 años dependiendo del fabricante.
3. Silicio Amorfo: La palabra amorfo significa carencia de estructura geométrica es decir el silicio no se ha cristalizado. Los átomos de silicio que forman el sólido no tiene el patrón 60 ordenado característico de los cristales como es el caso del silicio cristalino. La tecnología de los módulos de silicio amorfo ha estado cambiando aceleradamente en los últimos años.

En la actualidad su eficiencia ha subido hasta establecerse en el rango promedio de 8% y promete incrementarse (Perales, 2010). La producción mundial del 2016 estuvo marcado por las películas de Silicio cristalino, además la mayoría de los mercados siguen siendo dependientes del apoyo público, los subsidios de inversión o incentivos fiscales, ver ilustración #12.



**Ilustración 12. Comparativo en la producción fotovoltaica del 2016.**

Fuente: (Gabriel P. G., 2010)

La empresa Wafer tiene como base una producción de células solares de silicio y sigue siendo la principal tecnología, tiene alrededor de 80% en las cuotas de mercado del 2009. Las células solares policristalinos siguen dominando el mercado (45 a 50%), aunque las ventas del mercado están disminuyendo lentamente desde 2003 (Perez & Michalsky & Johnson, 1999). Los aumentos de la capacidad masiva de ambas tecnologías son seguidos por las ampliaciones de capacidad necesarios para el material de polisilicio. Perez & Michalsky & Johnson (1999) mencionan que el

rápido crecimiento de la industria fotovoltaica desde el año 2000 llevó a la situación en la que entre 2004 y principios de 2008, la demanda de polisilicio superó a la oferta de la industria de los semiconductores los precios de los silicio purificado comenzó a subir de forma pronunciada en 2007 y en 2008 los precios de polisilicio alcanzó su punto máximo.

Para el año 2019, se produjeron alrededor de 188,000 toneladas métricas de producción de silicio solar para la generación de energía eléctrica, suficiente para generar alrededor de 111 GW en el supuesto de utilizar en promedio de 8 g/Wp (CEPAL, Informe Anual , 2019). China produjo cerca de 180,000 toneladas métricas o 20% que cumplen aproximadamente la mitad de la demanda interna.

De acuerdo con el Ministerio Chino de Industria y Tecnología de la Información unas 144,000 toneladas métricas de polisilicio de producción y se alcanzó con una capacidad de 168,000 toneladas métricas en construcción en el año 2018 (Li & Lam, 2016). La proyección de la capacidad de producción de silicio disponible para la energía solar en el año 2022 oscila entre 440,000 toneladas métricas de los productores de polisilicio, hasta 385,000 toneladas métricas, incluyendo los nuevos productores y 550,000 toneladas métricas.

El estado actual de la tecnología fotovoltaica existe en el mercado desde las más comunes que son los de diseño de homounión que son los de Silicio cristalino y están compuestos por los de: Monocristalino, policristalino grueso y policristalino delgados. También existen los de película delgada policristalina, éstos están integrados por CobreIndio-Galio-Diselenio, Teluro-Cadmio y los de Galio-Indio Policristalino, dentro de este grupo también están los de película delgada amorfas el más conocido de este grupo es el Silicio-Amorfo (Perales, 2010).

El consumo de materiales puede disminuir a partir de la actual de 8 g/Wp a 7 g/Wp, o incluso de 6 g/Wp, pero esto no se puede lograr por todos los fabricantes. Más de 150 empresas participan en la película delgada proceso de producción de células solares, que van desde las más grandes instalaciones de producción (Tabasca & Montilla, 2019). Los primeros 100 MW de película delgada se convirtió en fábricas en funcionamiento en 2017. Si todos los planes de expansión se realiza en el tiempo, de película fina capacidad de producción podría ser 20 GW o 36% del total de 56 GW en 2012 y 23 GW, un 34% en el año 2015 de un total de 67 GW.

### 3.7.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS PANELES SOLARES

Los paneles fotovoltaicos se definen con un conjunto de parámetros expresados en las condiciones denominadas NOCT (temperatura de operación nominal de la célula) o por las condiciones STC (Condición de Prueba Estándar), cuyos valores característicos son los siguientes ver Tabla #6:

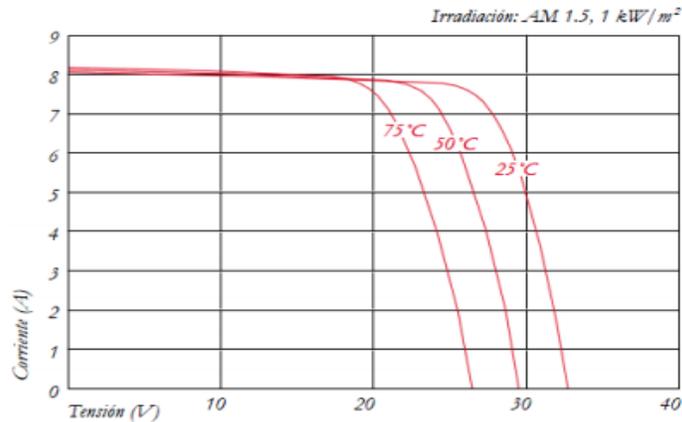
**Tabla 6. Condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos.**

Condiciones	NOCT	STC
Irradiación	800 W/m <sup>2</sup>	1000 W/ m <sup>2</sup>
Distribución espectral	AM 1,5	
Temperatura	20°C	25°C
Velocidad del viento	1 m/s	

Fuente: (CIE-UNAM 2015).

Los datos expresados en STC se consideran de ensayo y los datos NOCT son típicos de operación. Acorde a (IDAE, 2016), los parámetros eléctricos que definen los paneles o en módulos fotovoltaicos, los fundamentales son los siguientes:

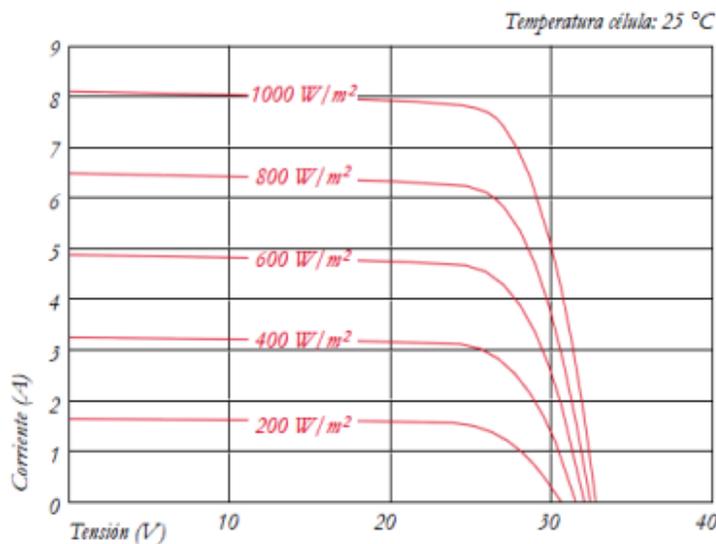
1. Potencia Máxima nominal (Pm): Su valor queda especificado por una pareja de valores  $I_{MP}$  y  $V_{MP}$  cuyo producto es máximo. La eficiencia de conversión de la celda  $\eta$ , se define como el cociente entre el valor de la potencia máxima generada (Pm) y la potencia de la relación luminosa o irradiancia (Pi). Para una celda solar de silicio cristalino comercial con una eficiencia del 17%, la potencia máxima generada es de 100 cm<sup>2</sup> de captación cuando incide sobre la celda 1000  $\frac{W}{m^2}$  es de 1.7 W (  $V_m=0.485$ ;  $I_m=3.52$  A )
2. Voltaje máxima Potencia ( $V_{MP}$  ): Valor de la tensión cuando el panel está suministrando la máxima intensidad de corriente. La tensión del panel presenta una variación inversamente proporcional a la temperatura de las células, sin que tal condición provoque cambios en la corriente de salida. La ilustración #13 muestra un ejemplo de tal curva para cinco valores de temperatura.



**Ilustración 13. Curva característica de voltaje, para un módulo fotovoltaico.**

Fuente: (<http://www.kyocerasolar.es>)

Con respecto a la indicada temperatura, es de tener en cuenta que no es referida a la ambiente sino a la de la célula, la cual presenta un valor superior por el calentamiento a que la somete la irradiación solar. Corriente de máxima potencia ( $I_{MP}$ ). Corriente suministrada a la potencia máxima. Se considera este parámetro el representativo de la corriente nominal. La corriente proporcionada por el módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la energía solar recibida, con escasa repercusión de la tensión de salida si la temperatura es constante. La ilustración #14 muestra esta curva característica.



**Ilustración 14. Curva característica de la corriente, para un módulo fotovoltaico.**

Fuente: (<http://www.kyocerasolar.es>)

3. Voltaje a circuito abierto ( $V_{OC}$ ): Es el voltaje máximo que genera la celda solar. Este voltaje se mide cuando no existe una carga conectada a la celda. Bajo condiciones estándares de medición, el valor típico del voltaje a circuito abierto que se ha obtenido en una celda de silicio cristalino es del orden de 0.6 V (Alcalde 2010).
4. Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) Es la máxima corriente generada por la celda solar y se mide cuando se conecta en corto circuito las terminales positivas y negativas de la celda. Su valor depende del área superficial y de la radiación luminosa. El valor típico para la corriente de cortocircuito esta dado en unidades de Amperes.
5. Potencia pico. Es la potencia eléctrica que puede suministrar una célula y se define por el punto de la curva I-V. El producto de la intensidad producida y la tensión da como resultado un valor máximo, todos los puntos restantes de la curva generan valores inferiores.
6. Potencia Pico Corriente de Corto circuito Voltaje a circuito abierto

$$= I_{SC} * V_{OC}$$

#### **Ecuación 5 - potencia pico**

Fuente: (Kyocerasolar, 2017)

7. Factor de forma (FF): Es un parámetro de gran utilidad práctica, ya que nos da una idea de la calidad de las células fotovoltaicas, comparando la potencia máxima con el producto de la intensidad en cortocircuito y la tensión en circuito abierto. Se define mediante la expresión:

$$\text{Factor de Forma (F.F.)} = \frac{I_{MP}V_{MP}}{I_{sc}V_{oc}}$$

#### **Ecuación 6 - factor de forma**

Fuente: (Kyocera solar, 2017)

8. Coeficiente de temperatura de  $I_{SC}$ , Indica, en porcentaje, la alteración de este parámetro con la temperatura. Por ejemplo 0,050%/°C.
9. Coeficiente de temperatura de  $V_{OC}$  . Indica, en mV/°C, la alteración de la tensión en un circuito abierto con la temperatura. Por ejemplo: 70mV/°C.

10. Coeficiente de la temperatura de la potencia. Indica el signo y valor de la alteración de la potencia con la temperatura. Por ejemplo:  $-0,45\%/^{\circ}\text{C}$ .

Definir un determinado panel por los parámetros dados en las condiciones de operación NOCT o de ensayo STC, es de considerar la posible alteración de sus valores ante diferentes condiciones de irradiación, distribución espectral o temperatura ambiente, lo que es imprescindible para aproximar los cálculos de dimensionado a los condiciones reales del lugar en el que se ubican los paneles fotovoltaicos.

Surge así para tal finalidad la familia de las curvas I-V, con las que los fabricantes indican el comportamiento de sus módulos ante condiciones diferentes a las indicadas. A continuación se describen algunas curvas a modo de ejemplo de los datos que aportan y sin que corresponden a ningún modelo comercial.

En la curva de potencia contra voltaje, existe un valor de voltaje ( $V_{MP}$ ) y uno de corriente ( $I_{MP}$ ) para el cual la potencia es máximo. La potencia máxima del módulo se le simboliza por  $P_m$  y representa la capacidad nominal de generación. Esta es la potencia nominal con la que se vende el módulo. Así que un módulo especificado como 50 Watt significa que entrega 50W a una Irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Con el valor de  $P_m$  se evalúa la eficiencia de conversión del módulo. La potencia nominal queda definida por una pareja de valores de corriente y voltaje, ( $I_{MP}$ ) y ( $V_{MP}$ ) los que definen una resistencia de carga  $R_L$ . Cuando una carga eléctrica con resistencia  $R_L$  se conecta al módulo, existe una transferencia de energía del módulo hacia la carga máxima. Sin embargo en aplicaciones reales no siempre sucede que la resistencia de la carga eléctrica es  $R_L$ . En éste caso se tiene un desacoplamiento en la curva de potencia y la transferencia no es máxima, el módulo opera lejos del punto de potencia máxima y la potencia entregada se reduce significativamente y en consecuencia se tendrán pérdidas de energía (IDAE, 2016).

### 3.7.4 TECNOLOGÍA DE LOS INVERSORES DE CORRIENTE

Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al módulo fotovoltaico, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia (Anguilar, 2018). Esta

última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del módulo (potencia de entrada).

Según Sardinero (2010), los aspectos importantes que habrán de cumplir los inversores son: Deberán tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga. Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas. Admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 150% de su potencia máxima.

Inversores para conexión a la red eléctrica: La energía eléctrica procedente de los paneles fotovoltaicos o la de los aerogeneradores puede adaptarse a las condiciones técnicas impuestas por los organismos reguladores para inyectarla en las redes de distribución de electricidad. La finalidad es económica; vender a las compañías suministradoras de electricidad la energía excedente del consumo propio o bien la totalidad de la generada, si la instalación en cuestión se ha dispuesto para tal aplicación (Sardinero, 2010).

#### *3.7.4.1 Configuración del inversor de red*

El inversor para conexión a red es, fundamentalmente, un inversor de DC/AC como los descritos en el apartado anterior para la instalación aisladas, al que se han incorporado un circuito de sincronización de fase entre su salida de corriente alterna y de la red de energía eléctrica a la que se conecta (CENSOLAR, 2012). La condición previa para unir las líneas con corriente alterna a la de la red de distribución y la salida del inversor, es que coincidan completamente sus fases y sus voltajes.

Por razones obvias, debe ser la red de distribución la que enganche en fase de salida del inversor, lo que se lleva a cabo tomando muestras periódicas. El Inversor se utiliza para obtener corriente alterna de salida en forma de onda senoidal, para las condiciones monofásicas o trifásicas cumpliendo los parámetros de voltaje y frecuencia requeridos por la línea a la que se acopla. (CENSOLAR, 2012).

El inversor con conexión a la red se define por un conjunto de especificaciones técnicas, siendo las más importantes las tensiones de entrada y salida, la potencia suministrada y su exactitud de fase, en la Tabla #7 se describen los parámetros de entrada, salida del convertidor de CD/CA.

**Tabla 7. Datos generales de entrada y salida del convertidor de CD/CA.**

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>
<b>Datos de entrada</b>	
Potencia máxima de los paneles	Dato referido a la potencia máxima pico (Wp) del conjunto de paneles que se pueden conectar al inversor.
Rango de tensión	Margen de la tensión de entrada al inversor. En este dato también se puede indicar la máxima tensión de entrada en vacío.
Corriente máxima	Datos de la corriente máxima que pueda circular por el circuito de entrada.
<b>Datos de salida</b>	
Tensión nominal	Valor de la tensión de salida, que pueda ser de forma monofásica de 110 V o 230 V o trifásica de 230 V o 400 V.
Frecuencia	Valor de la frecuencia de la corriente alterna de salida del inversor.
Potencia nominal	Valor de la potencia a régimen continuo que puede suministrar el inversor.
Distorsión de onda	Dato referido a la distorsión en (%) que presentan las ondas senoidales de salida.
Factor de potencia	Dato referido al factor de potencia (cos $\phi$ ) que presenta el equipo.
<b>DATOS GENERALES</b>	
Eficacia	Dato referido al rendimiento del inversor dado en (%).
Presencia de datos	Información sobre los medios que aporta el equipo para ofrecer datos referidos a las diferentes situaciones que puede presentar el inversor durante su funcionamiento.  Tales modos son generalmente la incorporación de led o dígitos locales y un puerto serie destinado a un equipo informático externo.

Fuente:

(<http://www.conermex.com.mx/files/file/HojasTecnicas/04 Inversores/icmx 600 inversor cd conerm>)

1. Sincronizador: La indicada condición de sincronización entre la tensión alterna suministrada por el convertidor DC/AC y la de la red de distribución se consigue con este bloque, el cual recibe inicialmente la tensión de la red a través del transformador aislador descrito anteriormente, e inicia el disparo del inversor, operación que se repite ante cada ciclo, en coincidencia con su cruce por cero. Cualquier alteración de fase entre el primario y el secundario da lugar a un aumento de la corriente en circulación, lo que es detectado por los circuitos de protección para introducir la corriente necesaria (Andre, 2010).

2. Control: Bloque auxiliar del convertidor encargado de las entradas de arranque/parada, configuración, etc., y de las salidas destinadas a dar información de situaciones. Tales salidas físicas pueden incidir en la red, dígitos locales, o bien formar un bus serie destinado a un equipo informático externo para la gestión y cómputo del suministro eléctrico a la red (Andre, 2010). El software, suministrado generalmente por los fabricantes de los inversores, permite presentar en la pantalla del monitor todos los datos de funcionamiento y de inyección de corriente en la red.

### **3.8 DATOS TÉCNICOS DE LOS ACCESORIOS**

Las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos son un componente que debe ser elegido con criterios de seguridad y de cumplimiento con la normativa sobre este tipo de instalaciones. Es de considerar especialmente el parámetro de resistencia del soporte, ya que debe mantenerse estable entre vientos fuertes y soportar el sobrepeso que puede provocar la caída de nieve sobre paneles fotovoltaicos (Aplicano, 2017).

El número de puntos de sujeción para módulos fotovoltaicos debe ser el suficiente para asegurar su instalación sin que se produzca flexiones en los módulos de valor superior a las especificadas por el fabricante (CONERCOM, 2019). Así mismo permitirá fijar el ángulo de inclinación que corresponda de un modo seguro y sin alteraciones ante vientos.

La estructura soporte debe estar protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales, por ejemplo mediante galvanizado en caliente, con un mínimo de 80 micras, y la tornillería debe ser como mínimo del tipo galvanizado, excepto la empleada para sujetar los paneles fotovoltaicos, que será de acero inoxidable. Si la estructura es de perfiles de aluminio conformado en frío, ésta debe cumplir la norma NOM 001-SEDE-2005 (p.p. 591, 592).

Existe en el mercado una amplia variedad de estructuras para adecuarse a situaciones tales como las instalaciones en suelo, tejado, cubierta, postes. La ilustración #15 muestra algunos ejemplos de los soportes.



### **Ilustración 15. Soportes utilizados en los paneles solares.**

Fuente: (www.atersa.com)

La estructura soporte puede ser, así mismo, del tipo seguidor del sol, lo que asegura una óptima captación de la radiación solar y con ello un aumento notable en la eficacia de la instalación.

La estructura deberá soportar como mínimo una velocidad del viento de 150 Km/h. (Canadian Solar, 2019). Esta estructura es la que fijará la inclinación de los paneles solares. Hay varios tipos de estructuras: desde un simple poste que soporta 4 paneles solares, hasta grandes estructuras de vigas aptas para aguantar varias decenas de ellos.

Para anclar estos paneles se usará hormigón y tornillos de rosca (acero inoxidable), siendo tanto la estructura como los soportes de acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio anodinado, de un espesor de chapa 1mm y han de dejar una altura mínima entre el suelo y el panel de 30 cm, y en la montaña o lugares donde llueve mucho, algo mayor, para evitar que sean alcanzados o enterrados por la nieve o el agua (Guarderas & Caamaño, 2013).

Según Madrid (2014), si se instalan mástiles, se tendrá que colocar de forma oblicua, y si su base es de hormigón, la reforzaremos con tiras de acero, o introduciendo piezas metálicas en el hormigón cuando este esté blando, para que quede bien sujeto. Pero si se montan las placas en postes, se utilizarán flejes de acero inoxidable grapados o unidos con una hebilla.

La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica de un posible cortocircuito o punta de intensidad la cual afectaría a todos los componentes conectados a la red.

Ésta caja general de protección podrá llevar tanto protecciones térmicas como fusibles. La instalación a tierra protege al usuario contra un cortocircuito o contra los relámpagos, esta instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento

dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. Las tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados (Guarderas & Caamaño, 2013).

Es el encargado de conectar los distintos paneles solares con las cajas de interconexión y con el resto de los equipos e instrumentos. Este cableado de paneles se realizará con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie. El cableado y las conexiones entre los equipos tendrán que tener el grado de protección NEMA 3.

Entre las conexiones eléctricas entre paneles usaremos siempre terminales. Los terminales de los paneles pueden ser bornes en la parte de detrás del panel o estar situados en una caja de terminales a la caja espalda del mismo. En el primer caso tendremos capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos. En instalaciones donde se monten paneles en serie y la tensión sea igual o mayor a 24 V instalaremos diodos en derivación.

La sección del cable de conexión no debe de ser superior a 6 mm (Canadian Solar, 2019). Es necesario también cuidar los sistemas de paso de los cables por muros y techos para evitar la entrada de agua en el interior. Las técnica y tendido para la fijación de los cables han de ser las habituales en una instalación convencional. Los conductores pueden ir bajo tubo al aire, en el primer caso puede ir empotrado o no. La sujeción se efectuará mediante bridas de sujeción, procurando no someter un excesivo dobléz a los radios de curvatura (NEC, 2010). Los empalmes se realizarán con accesorios a tal efecto, usando cajas de derivación siempre que sea posible (NEC, 2010).

El número de puntos de sujeción para módulos fotovoltaicos debe ser el suficiente para asegurar su instalación sin que se produzca flexiones en los módulos de valor superior a las especificadas por el fabricante. Así mismo permitirá fijar el ángulo de inclinación que corresponda de un modo seguro y sin alteraciones ante vientos.

### **3.9 PROTECCIONES ELÉCTRICAS (NEMA)**

NEMA: NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION

Durante su funcionamiento toda instalación eléctrica puede presentar dos estados operativos, el primero se llama Estado de Operación Normal, y se presenta cuando todos los parámetros de la instalación (voltaje, amperaje, frecuencia, temperatura de los conductores, etc.) están dentro de los parámetros previstos; el segundo es estado de operación anormal y es cuando uno o más parámetros de la instalación eléctrica exceden las condiciones previstas (Disprel, 2019).

Cuando el estado de operación de nuestra instalación eléctrica es anormal, existen distintos tipos de fallas como pueden ser: la sobrecarga, las fallas de aislamiento, un cortocircuito, dependiendo el servicio para el cual fue diseñado (Friedhelm, 2019). Cualquier instalación eléctrica por norma, debe estar provista de protecciones, cuyo objetivo es reducir al máximo los efectos producidos por las fallas mencionadas anteriormente, para esto las protecciones deben estar dimensionadas adecuadamente según las características del circuito.

Las protecciones eléctricas más comúnmente utilizadas son:

1. Los fusibles
2. Los disyuntores termomagnéticos

La National Electrical Manufacturers Association (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos) es una asociación industrial norteamericana, creada el 1 de septiembre de 1926 tras la fusión de la Associated Manufacturers of Electrical Supplies (Fabricantes de Suministros Eléctricos Asociados) y la Electric Power Club (Club de Potencia Eléctrica) (NEMA, 2018). La sede principal está en el vecindario de Rosslyn, en Arlington (Virginia), y cuenta con más de 400 miembros asociados. Este organismo es el responsable de numerosos estándares industriales comunes usados en el campo de la electricidad. Entre otros, la NEMA ha establecido una amplia gama de estándares para encapsulados de equipamientos eléctricos, publicados como NEMA Standards Publication 250.

El objetivo fundamental de NEMA es promover la competitividad de sus compañías socias, proporcionando servicios de calidad que impactarán positivamente en las normas, regulaciones gubernamentales, y economía de mercado (NEMA, 2018). Dependiendo de la aplicación industrial a la que va dirigida el encapsulamiento, la NEMA define diferentes estándares, diseñados para

cubrir el nivel de protección necesario atendiendo a diferentes condiciones ambientales. Un encapsulamiento NEMA típico puede responder a diferentes agentes ambientales tales como agua, polvo, aceites, refrigerantes, o atmósferas que contengan agentes agresivos como acetileno o gasolina.

Así que resumidamente podemos decir que NEMA es un conjunto de estándares creado, como su nombre lo indica, por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (E.U.).

Comprende NEMA 1, 2, 3, 3R, 3S, 4, 4X y 5 al 13. Debido a que en la actualidad existen equipos diseñados para trabajo en ambientes hostiles, estos deben cumplir con ciertos estándares que aseguren su robustez y permitan a la gente saber hasta dónde pueden llegar en su utilización. Walter (2011), afirma que para saber si un equipo, tal como una terminal portátil, un indicador de peso, un lector de código de barras o un monitor son los adecuados para una aplicación que funcionará bajo condiciones extremas, es necesario revisar sus especificaciones mecánicas, donde generalmente encontraremos grados como los de NEMA.

Los estándares de NEMA más comúnmente encontrados en las especificaciones de los equipos son los siguientes:

1. NEMA 1: Uso Interior, protección contra equipos cerrados.
2. NEMA 2: Uso Interior, protección contra equipos cerrados y una cantidad limitada de gotas de agua. NEMA 3 (3R), (3S): Uso exterior, intemperie, protección contra contacto con equipos cerrados, contra polvo soplado por viento, lluvia, lluvia con nieve y resistencia contra la corrosión.
3. NEMA 4 (4X): Uso interior y exterior, intemperie, protección contra contacto con equipos cerrados, contra polvo soplado por viento, lluvia, chorros fuertes de agua. No prevista protección contra congelamiento interno.
4. NEMA 5: Uso Interior, protección contra equipos cerrados, partículas de polvo flotando en el aire, mugre y gotas de líquidos no corrosivos.
5. NEMA 6 (6P): Uso Interior ó Exterior, protección contra equipos cerrados, contra inmersión limitada (prolongada) en agua y contra acumulación de hielo.
6. NEMA 7: Uso interior, clasificados como Clase I. A prueba de explosión, debe ser capaz de resistir la mezcla de gas y aire explosiva 72

7. NEMA 8: Uso exterior, clasificados como Clase I. A prueba de explosión, contactos aislados en aceite.
  8. NEMA 9: Uso exterior, clasificados como Clase II. A prueba de explosión, debe ser capaz de resistir la mezcla de gas y aire explosiva. Además debe evitar la penetración de polvo.
  9. NEMA 10: Uso Exterior y a prueba de explosión usado en las minas.
  10. NEMA 11: Interior, protección contra líquidos corrosivos.
  11. NEMA 12: Interior, líquido no corrosivo, ambiente industrial. Protección contra goteo y polvo.
  12. NEMA 12K: Interior, líquido no corrosivo, ambiente industrial.
  13. NEMA 13: Polvo, agua rociada y refrigerante no corrosivos.
- (NEMA, 2018).

### **3.10 HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

En esta investigación se utilizaran dos softwares diferentes para hacer los análisis y cálculos necesarios para obtener resultados concluyentes.

#### **3.10.1 PVSYST**

PVsyst es una aplicación diseñada para el estudio, dimensionamiento y análisis de datos de los sistemas fotovoltaicos (PV) integrales. Se trata de sistemas PV conectados a la red, independientes, de bombeo y de red DC, e incluye las bases de datos de los componentes de los sistemas extensivos meteo y PV, así como en general las herramientas de la energía solar (Herraiz, 2017).

##### *3.10.1.1 Precisión y confiabilidad del programa*

Folsom Labs (2016) afirma que la evaluación de precisión consta de 2 componentes:

1. Precisión de medición: las mediciones de irradiación no son fáciles de realizar y requieren instrumentos muy bien calibrados, lo que rara vez es el caso. Las mediciones de datos eléctricos suelen ser más precisas. Sin embargo, las fallas del sistema a menudo no están bien documentadas y pueden afectar significativamente los resultados que luego se comparan con la salida de la simulación. Este es especialmente el caso cuando las comparaciones se realizan en datos acumulados (no en valores por hora).

2. Precisión de modelado: con datos meteorológicos dados, la incertidumbre principal es probablemente el rendimiento del módulo fotovoltaico, que se basa en
  - a) Valores STC proporcionados por el fabricante y coeficientes de temperatura.
  - b) Los parámetros adicionales Rshunt y Rserie, que pueden ser valores predeterminados o establecidos de acuerdo con los datos de rendimiento de irradiación con poca luz (medidos en módulos 1-2
  - c) Desviación del rendimiento de los módulos instalados con respecto a estas especificaciones: ¿se respeta la tolerancia? ¿Cuál es el LID o PID o efecto de degradación?
  - d) Los sombreados son evaluados por modelos complejos, sin embargo, su impacto en el rendimiento suele ser inferior al 5 al 10%, por lo que las imprecisiones deben ser inferiores al 1-2%.
  - e) Otras pérdidas se especifican mediante parámetros definidos por el usuario (pérdida de cableado, comportamiento del inversor, otros componentes, suciedad, indisponibilidad), y pueden establecerse en cualquier valor, por lo tanto, no son realmente significativos para la precisión del proceso de simulación.

### 3.10.2 HELIOSCOPE

HelioScope es una herramienta basada en la web, por lo que no es necesario descargar ningún software y puede usarlo desde cualquier computadora conectada. En lugar de comprar el programa, paga una tarifa mensual o anual (Golden, 2015).

Al usar HelioScope, el usuario ingresa la dirección de la ubicación, selecciona el área del techo para la matriz, especifica un módulo fotovoltaico y elige un modelo de inversor. Puede usar Google Earth para encontrar la ubicación e importar su diseño 3D en SketchUp, un programa de dibujo gratuito. Basado en ese modelo 3D, HelioScope realizará su análisis de sombreado. Con este método, se puede hacer una evaluación y diseño completos del sitio sin poner un pie en la propiedad real. Esto ahorra tiempo y gastos de viaje considerables.

Además de proporcionar un diseño de panel fotovoltaico recomendado, HelioScope proporciona un diagrama de cableado detallado, que incluye la ubicación exacta de paneles, inversores y otros equipos. Luego produce una lista completa de materiales. Grana estima que la integración de la simulación y el CAD en un solo paquete reduce el tiempo de diseño en un factor de cuatro.

Acorde a (Golden, 2015), HelioScope utiliza los mismos modelos matemáticos de vanguardia que utiliza PVSyst, por lo que no reinventan la rueda con los algoritmos de simulación.

Utiliza archivos de clima, análisis de sombreado, física de módulos solares, resistencia de cables y otros factores que ejecutan su simulación. Donde PVSyst estima las pérdidas de cables en base a modelos simplificados, HelioScope usa modelos de cables reales y longitudes basadas en el diseño para calcular la resistencia del cable y los valores de producción de luz solar / electricidad por hora para determinar los niveles actuales (Folsom Labs, 2016). Sabiendo la cantidad de corriente que fluye en cada cadena, puede calcular las pérdidas I<sup>2</sup>R con mayor precisión. Puede seleccionar diferentes componentes y ejecutar simulaciones múltiples para la misma ubicación para comparar los resultados y elegir la mejor configuración de diseño.

Los "costos blandos" asociados con la energía solar, incluida la evaluación del sitio y el diseño del sistema, se han mantenido estables incluso cuando los costos de hardware continúan cayendo en picado (EPIAA, 2017). HelioScope podría ser la herramienta que reduce el costo general del diseño de sistemas fotovoltaicos.

### *3.10.2.1 Precisión y confiabilidad del programa*

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), en asociación con HelioScope, verificó de forma independiente la precisión de las capacidades de modelado en 3D de HelioScope para crear valores de acceso solar (SAV) de sombreado remoto anualmente para ubicaciones en Los Ángeles, California, Denver, Colorado y Camden, Nueva Jersey. Las estimaciones de SAV anuales se calcularon utilizando la herramienta de diseño del sistema PV HelioScope en 43 ubicaciones de techo en cuatro casas en el área metropolitana de Los Ángeles, en 38 ubicaciones de techo en cuatro casas en el área metropolitana de Denver y en cuatro ubicaciones en dos edificios en Camden, NUEVA JERSEY. La Tabla proporciona un análisis de los intervalos anuales de equivalencia de SAV de  $\pm 3\%$ ,  $\pm 5\%$  y  $\pm 10\%$  para las ubicaciones de Denver y LA. La tabla utiliza una designación Sí / No para cada intervalo de equivalencia y ubicación para indicar si el producto pudo cumplir los intervalos de equivalencia.

Los resultados del análisis muestran que las mediciones anuales de SAV calculadas por HelioScope fueron estadísticamente equivalentes dentro de  $\pm 3.12$  SAV a las de las mediciones in situ realizadas con dispositivos SunEye en Los Ángeles y dentro de  $\pm 2.35$  SAV en Denver.

En todo el conjunto de datos para las 85 ubicaciones de los techos en las tres ciudades, incluidos los sitios de Camden, Nueva Jersey, las mediciones de SAV calculadas por HelioScope fueron estadísticamente equivalentes dentro de  $\pm 1.3$  SAV (Lombardo, 2015).

### **3.11 PARÁMETROS FINANCIEROS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

En esta sección se definirán todas las variables financieras que se tienen en el análisis de una instalación FV. En la investigación se darán como variables importantes a considerar para la rentabilidad del proyecto.

#### **3.11.1 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)**

La tasa interna de retorno es aquella que devuelve el valor actual neto igual a cero, mide la rentabilidad en términos de porcentaje que se calcula sobre los saldos no recuperados en cada periodo.

La regla de la TIR para toma de decisión es:

1. Si TIR es mayor que la tasa de descuento, se debe aceptar.
2. Si TIR es igual a la tasa de descuento, se debe ser indiferente.
3. Si TIR es menor que la tasa de descuento se debe rechazar.

En consecuencia, en este método se especifica el valor presente de todos los flujos de caja igual a cero y la tasa interna de retorno,  $r$ , se calcula con la ecuación #7.

$$\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+r)^j} - I_T = 0$$

**Ecuación 7 - tasa Interna de Retorno**

Fuente: (Economipedia, 2019)

Donde:

FC: Flujo de caja en el período  $n$ .

IT: Valor de la inversión inicial.

$r$ : Tasa interna de retorno (TIR).

Los programas de computadora para estimar la rentabilidad tienen una amplia variedad de usos, aumentando la precisión y reduciendo el tiempo y el costo de la preparación de las estimaciones de la inversión y los beneficios (Economipedia & Sevilla Arias, 2017).

### 3.11.2 LCOE (LEVELIZED COST OF ENERGY)

El LCOE, por sus siglas en inglés, es una herramienta que permite analizar distintos proyectos de generación, que pueden ser de distintos tamaños o distintas tecnologías, y llevarlos a una unidad común de comparación (Mohr, 2014).

Esta unidad de comparación facilita la toma de decisiones del inversionista, permitiendo evaluar y comparar una cartera de proyectos respecto a sus costos. Por ejemplo, ¿qué es más conveniente, una central de combustible fósil con una capacidad de 500 MW o una central solar fotovoltaica de 150 MW? El LCOE busca facilitar este tipo de preguntas, llevando todas las tecnologías a un punto común de comparación.

El LCOE depende de manera proporcional al costo total de la central durante su vida útil, e inversamente proporcional a la generación total de energía durante su vida útil (FalkoUeckerdt, 2013). Los costos totales de mantener operativa la central se pueden clasificar en:

1. Costos Fijos: Los cuales no dependen de la energía generada por la central. En esta categoría se encuentran, entre otros: préstamos, mantenimientos, seguridad y personal, impuestos y seguros, etc.
2. Costos Variables: Dependen de la generación de la central. Dentro de los costos asociados al nivel de operación de la central se encuentra: combustible, impuesto por emisiones de, mantenimientos, pagos por transmisión y personal adicional asociados a la operación de la central.

### 3.11.3 VAN (VALOR ACTUAL NETO)

Este trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolo a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos.

## **IV. METODOLOGÍA**

Ya teniendo definido el marco teórico de la investigación, se puede proseguir a explicar la metodología que se utilizara en esta investigación. Aquí se definirá la congruencia, los métodos a utilizar, las técnicas, las variables y los enfoques a seguir para realizar la investigación presente. El próximo capítulo sirve de guía para darle entrada y un contexto al siguiente capítulo que es el análisis y la recolección de datos.

### **4.1 CONGRUENCIA METODOLÓGICA**

En la próxima sección se va a anexar la relación entre el planteamiento del problema con la metodología que se utilizara. La estructura de este es vital para entender las variables, las dimensiones, el rol que juegan las variables independientes respecto a la dependiente y así mismo con el resto de la investigación.

#### **4.1.1 MATRIZ METODOLÓGICA**

En la tabla #8 se definirá la matriz que va a permitir ver de forma resumida el proceso de investigación y que metodología a utilizar.

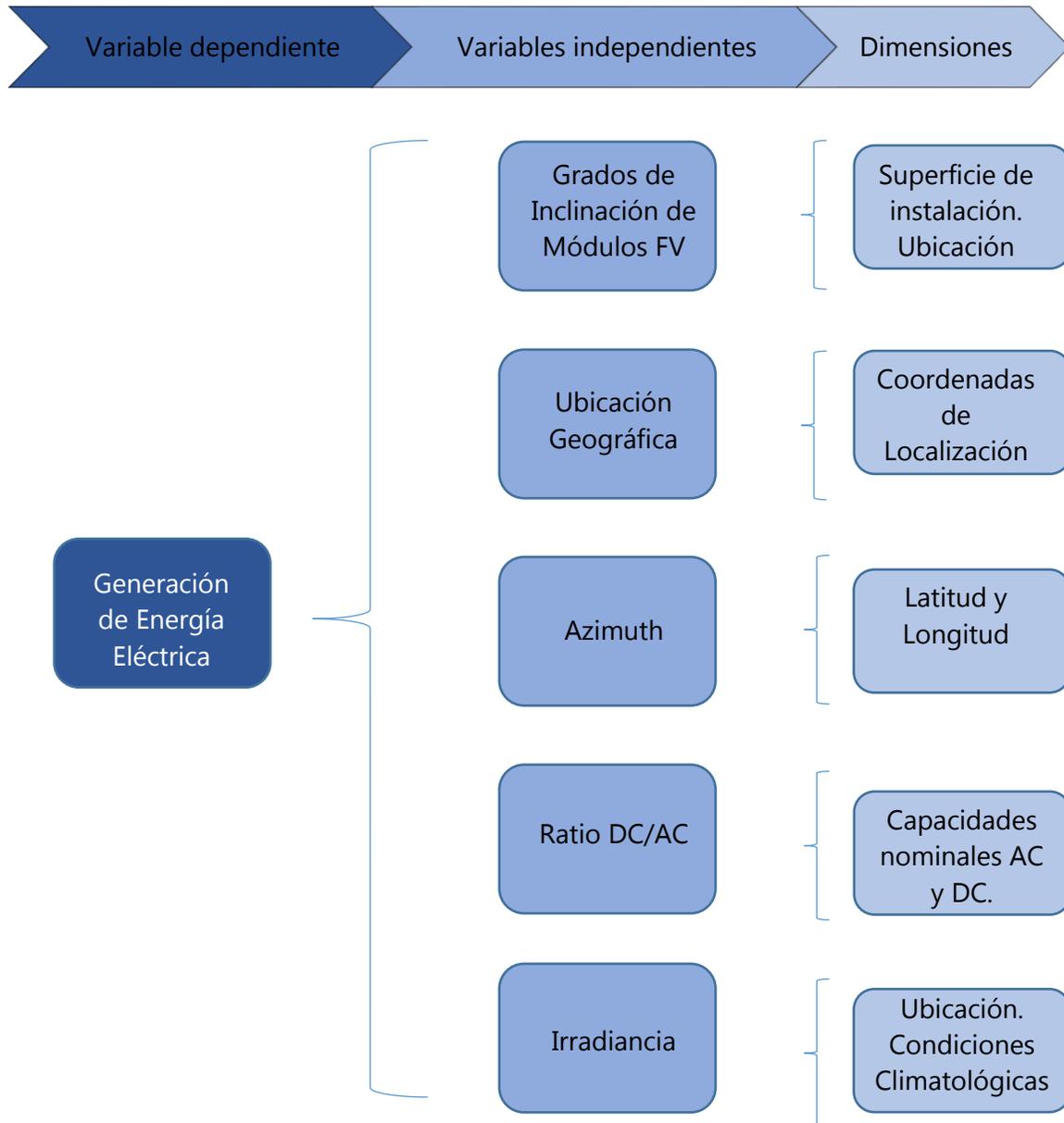
**Tabla 8. Matriz Metodológica**

Título	Problema	Preguntas de Investigación	Objetivo		Variables	
			General	Específico	Independientes	Dependientes
EVALUACIÓN DE LA ORIENTACIÓN ÓPTIMA DE MODULOS FOTOVOLTAICOS EN UNA SUPERFICIE PLANA PARA LAS ZONAS NORTE Y SUR DE HONDURAS	El problema consiste en el análisis de la variación en la generación y eficiencia de la orientación o "azimut" de los módulos fotovoltaicos, considerando las delimitaciones de las zonas Norte y Sur de Honduras en una superficie plana.	1. ¿Cuál es el porcentaje de varianza de generación de energía eléctrica entre cada uno de los azimuts en los escenarios de estudio?	Identificar la orientación óptima de la instalación de módulos fotovoltaicos en una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en las zonas Norte y Sur de Honduras.	1. Calcular el porcentaje de varianza de generación eléctrica entre cada uno de los azimuts en los diferentes escenarios en las zonas norte y sur de Honduras.	ángulo de inclinación	Generación de energía eléctrica
		2. ¿Cuál es el azimut óptimo de la instalación para cada una de las zonas?		2. Analizar e identificar cuál es el azimut óptimo para cada uno de los escenarios en las zonas en Honduras.	Ubicación geográfica	
		3. ¿Qué porcentaje de pérdida o ganancia financiera puede relacionarse directamente con el cambio de azimut?		3. Estimar cuanto representaría de pérdida o ganancia financiera un cambio de azimut para las dos zonas.	Azimuth	
		4. ¿La bibliografía utilizada actualmente en instalaciones fotovoltaicas sobre orientación de módulos fotovoltaicos se asemeja a la realidad en Honduras?		4. Demostrar si la teoría sobre orientación de módulos fotovoltaicos se asemeja a la realidad en Honduras.	Ratio DC/AC	
		5. ¿Cuántos grados se puede mover un módulo fotovoltaico, partiendo desde su azimuth óptimo, hasta que la generación anual se reduzca por un 1%?		5. Realizar un análisis de sensibilidad para obtener el azimuth (partiendo desde el azimuth óptimo) en el cual la generación anual decrece por un 1%.	Irradiancia	
					TIR	Rentabilidad financiera
					LCOE	

Fuente: Elaboración propia.

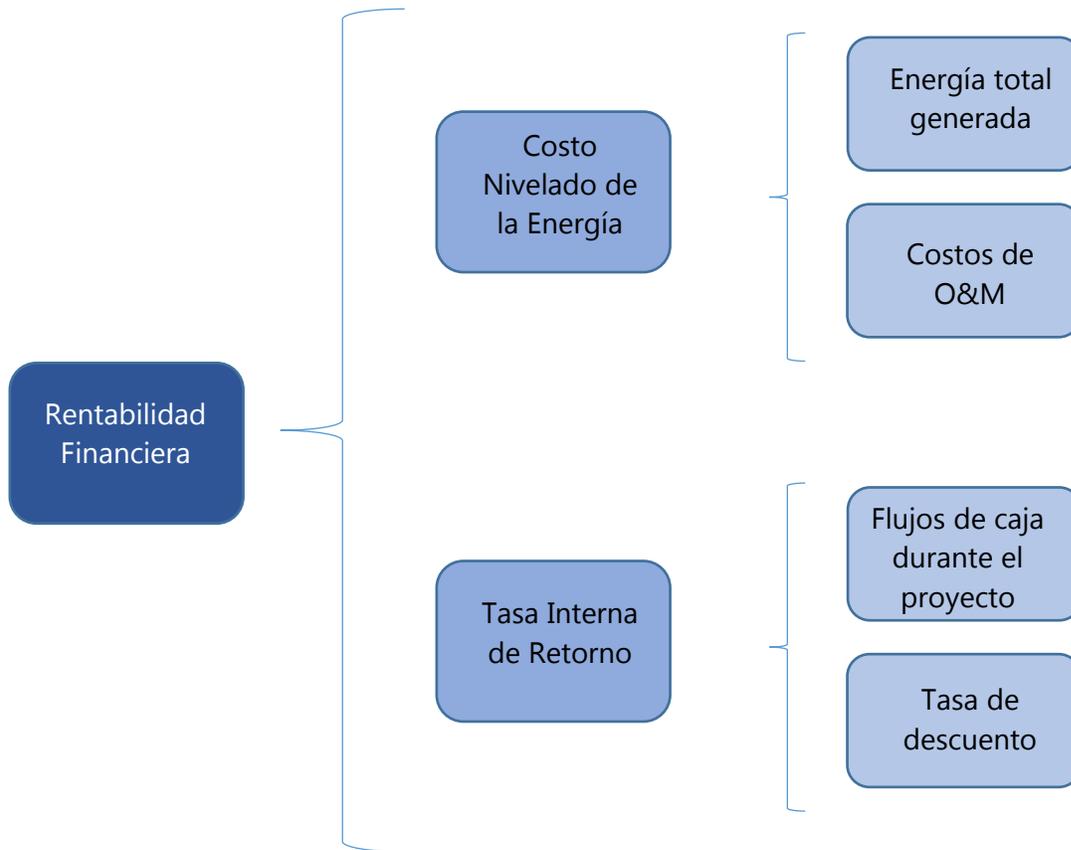
#### 4.1.2. OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

Ya habiendo identificado las variables en juego, se procede a ver su operacionalización y así se puede analizar cómo estas se aplican a la realidad que ya se puede cuantificar y calificar. En las siguientes ilustraciones, #16 y #17, se describirá generalmente todas las variables y sus dimensiones, tanto dependientes como independientes.



**Ilustración 16. Variable dependiente 1.**

Fuente: elaboración propia.



**Ilustración 17. Variable dependiente 2.**

Fuente: Elaboración propia.

En las tablas #9 y #10, se definirá la operacionalización de los dos tipos de variables que posee la investigación: variables técnicas y variables financieras.

**Tabla 9. Operacionalización de las variables técnicas.**

Variable Independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional				
Clima	Conjunto de condiciones ambientales de un lugar determinado	Bajo o alto índice de producción de energía solar FV	Temporada	Días lluviosos, nubosos, o poca irradiación	Intervalo	Teoría Fundamentada
Grados de Inclinación de módulos FV	Éste es el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico con respecto a la horizontal.	Mejor o peor captación de los rayos solares perpendiculares.	Superficie de instalación	Grados sexagesimales	Razón	Teoría Fundamentada
Localización	Ubicación geográfica que contribuye a que se logre la rentabilidad	Selección de ubicación más indicada para la investigación	Ubicación geográfica	Km,, grados, minutos y segundos; coordenadas X y Y	Razón	Análisis de multicriterio
Azimuth	El azimuth es el ángulo que forma un cuerpo celeste y el Norte..	Identificar la orientación que mejor producción anual obtenga.	Latitud, longitud	Grados sexagesimales de los 4 puntos cardinales	Continuo	Análisis de multicriterio y Teoría Fundamentada
Ratio DC/AC	Ratio que compara la capacidad nominal instalada en corriente directa con la alterna.	Definir un ratio óptimo para aprovechar la mejor generación.	Capacidades nominales instaladas	Número y decimales	Continuo	Teoría Fundamentada
Irradiación	Cantidad de potencia recibida por unidad de tiempo y superficie	Determinar la producción de energía solar	Sol	Horas solares	Intervalo	Teoría Fundamentada

**Continuación de tabla 9.**

Variable Independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional				
Arreglo de instalación	Un arreglo FV es un conjunto de módulos conectados eléctricamente en serie o paralelo	Analizar el mejor arreglo en los diferentes escenarios de estudio	Superficie a utilizar; Captación solar	Flush-mounted; fixed-tilted; east-west	Razón	Teoría Fundamentada y Análisis de multicriterio

Variable dependiente	Definición		Dimensión	Indicador	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional				
Generación de energía eléctrica	Transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica, lumínica, nuclear, solar entre otras), en energía eléctrica.	Medir cuanta generación producen los módulos FV	Eficiencia de módulos e instalación; cantidad de Irradiancia	Producción anual de energía	Razón	Teoría Fundamentada y Análisis de multicriterio

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 10. Operacionalización de las variables financieras.**

Variable Independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional				
LCOE	Herramienta que permite analizar proyectos de generación eléctrica	Bajo o alto LCOE indicaría factibilidad monetaria	Energía generada; costos de O&M	Un precio nivelado de energía considerable	Razón	Teoría Fundamentada
TIR	Tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión	Análisis de un bajo o alto costo por instalación	Equipos; capacidad monetaria de proyecto	Precio en dólares o en porcentaje	Intervalo y Razón	Teoría Fundamentada

Variable dependiente	Definición		Dimensión	Indicador	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional				
Rentabilidad Financiera	Una condición de aquello que es rentable: es decir, que genera renta, provecho, utilidad, ganancia o beneficio	Medir si el cambio del Azimuth genera una rentabilidad o una pérdida financiera	Ahorro energético y ahorro monetario	Ahorro en dólares y ahorro en consumo	Razón	Análisis de multicriterio

Fuente: Elaboración propia.

### 4.1.3 HIPÓTESIS

La hipótesis es una explicación tentativa de la realidad entre dos o más variables y tiene parte de sus funciones su fin es guiar el estudio por la vía correcta, proporcionar explicaciones a las preguntas de investigación, apoyar la prueba de las teorías que se han planteado y estará formulada según su alcance (Sampieri Hernández, 2010).

A continuación, se presentan la hipótesis de investigación como la hipótesis nula, con el fin de comprobar si el azimut óptimo para las zonas de estudio de Honduras en realidad es el zur como dicen las bibliografías utilizadas.

**Hi:** El Azimuth óptimo para las zonas sur y norte de Honduras será el mismo que proveen las bibliografías utilizadas al momento, que en éste caso es orientado completamente al sur, a 180°; tal que si va a generar un impacto financiero si éste se ve alterado.

**Ho:** El Azimuth óptimo para las zonas sur y norte de Honduras no será el mismo que proveen las bibliografías utilizadas al momento; tal que no va a generar un impacto financiero si éste se ve alterado.

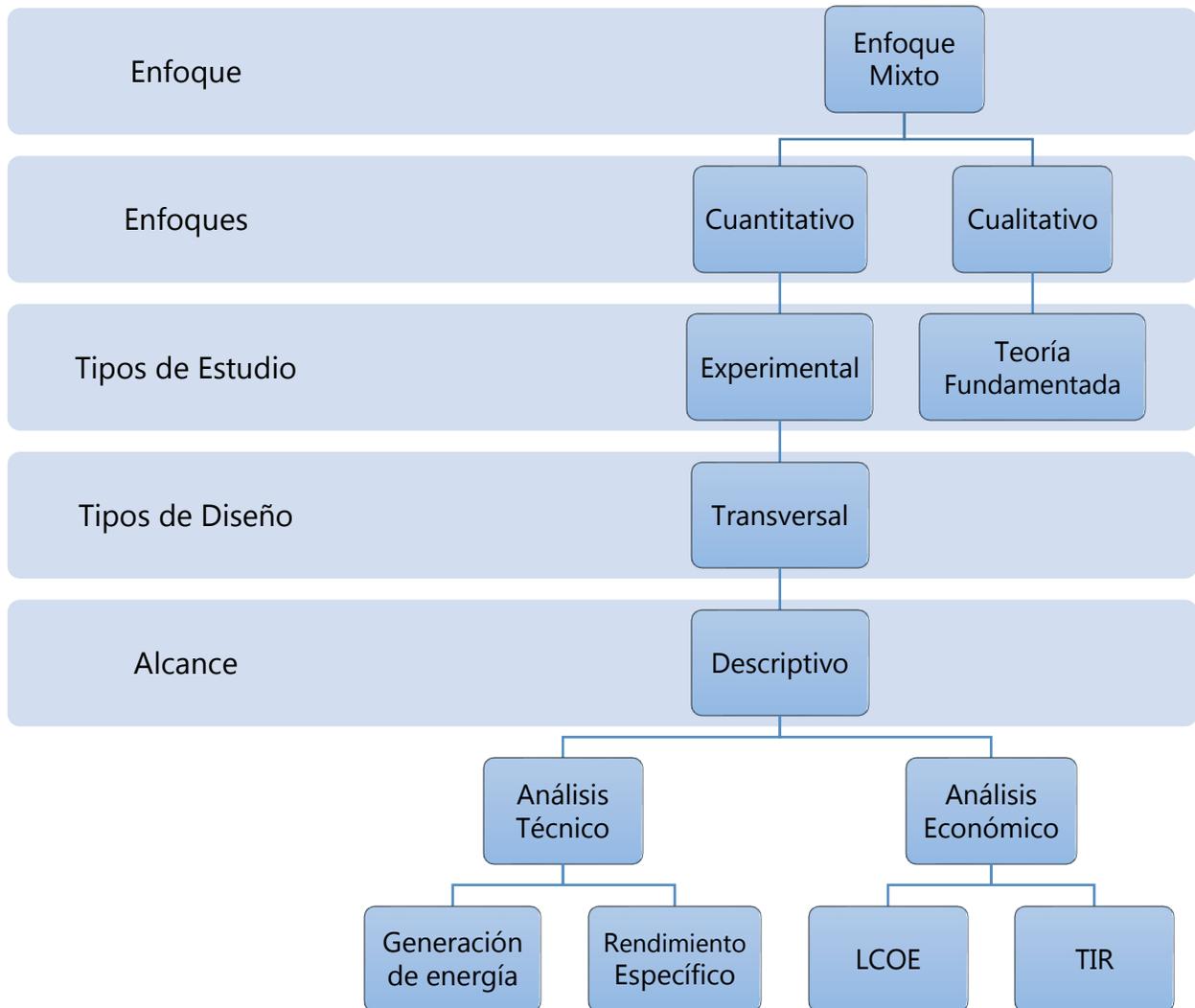
## 4.2 ENFOQUE Y MÉTODOS

Según Hernández et al (2010), la mayoría de investigaciones optan por utilizar un enfoque mixto, gracias a que busca maximizar fortalezas y disminuir debilidades, de las investigaciones cualitativas y cuantitativas en un enfoque combinado. La presente investigación posee un enfoque mixto: tanto cualitativo como cuantitativo; ya que esta tiene como procesos medir, recopilar datos y analizarlos para poder generar una hipótesis estudiando y tomando en cuenta todos los escenarios posibles que puede tener esta investigación.

El tipo de investigación es explicativa o causal. Según Bernal (2010), la investigación explicativa o causal es para muchos es la ideal. Ésta tiene como fundamento la prueba de hipótesis y busca que las conclusiones lleven a la formulación o al contraste de leyes o principios científicos. En la presente investigación se analizarán causas y efectos de la relación entre las variables planteadas. Cabe mencionar que en este tipo también se toma en cuenta la teoría fundamentada anteriormente. Las variables de la presente investigación la convierten el diseño investigación seccional o transversal, debido a que esta obtiene información del objeto de estudio, ya sea su población o muestra, una única vez en un momento dado.

Según Briones (2005), estos estudios son especies de “fotografías instantáneas” de los fenómenos que tendremos como estudio.

En la ilustración #18 se encuentra un esquema, donde se resumirán mejor estos enfoques y métodos.



**Ilustración 18. Esquema metodológico.**

Fuente: elaboración propia.

### **4.3 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

En el diseño de la investigación, se tomó en cuenta el diseño de un plan de acción a seguir. Esto para lograr conseguir contestar las preguntas de investigación y de poder responder los objetivos generales y específicos anteriormente planteados. Aquí se define las fuentes de donde se obtendrá la información y como mediremos las respuestas o datos obtenidos.

#### **4.3.1 POBLACIÓN**

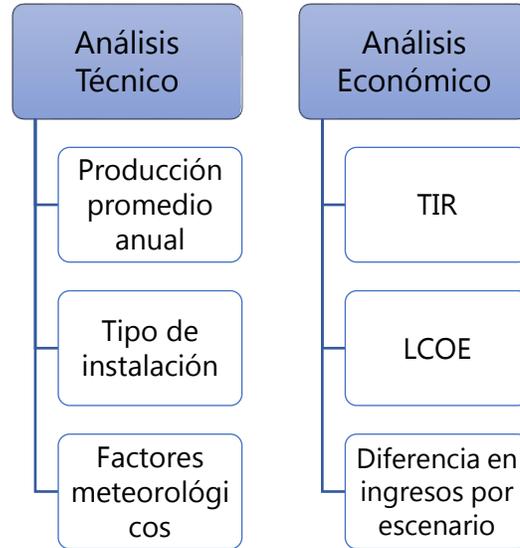
De acuerdo con Fracica (1988), población es “el conjunto de todos los elementos a los cuales se refiere la investigación. Se puede definir también como el conjunto de todas las unidades de muestreo” (p. 36). Los datos de esta investigación se obtendrán de dos diferentes poblaciones del país de Honduras, de las zonas sur y norte del país. Se enfocara el estudio en estas dos poblaciones debido al auge que ha tenido la energía solar fotovoltaica tanto residencial como para generación en estas zonas de estudio. Es importante saber que el resto del país también ha hecho uso de éste tipo de energía, pero no lo suficiente para tomarlo en cuenta como población de la presente investigación.

#### **4.3.2 MUESTRA**

Acorde a (Sampieri Hernández, 2010) la muestra es la parte de la población que se selecciona, de la cual realmente se obtiene la información para el desarrollo del estudio y sobre la cual se efectuarán la medición y la observación de las variables objeto de estudio. En resumen, es la parte más específica de la población. De los dos sectores de estudio, las zonas norte y sur de Honduras, la muestra es el departamento de Cortes y el departamento de Choluteca. En éstos dos departamentos se recopilarán datos para poder probar la hipótesis anteriormente planteada. Con este fin, se utilizara el método de muestreo no probabilístico: tomando en cuenta el muestreo por conveniencia, debido a que se eligió convenientemente las muestras y el muestreo por juicio, gracias a conocimiento previo se escogieron éstas zonas de estudio.

#### **4.3.3 UNIDAD DE ANÁLISIS**

Para las unidades de análisis, se dividen en los dos estudios que se realizaran en la investigación, el estudio económico y el estudio técnico. En la ilustración #19 se pueden ver resumidos.

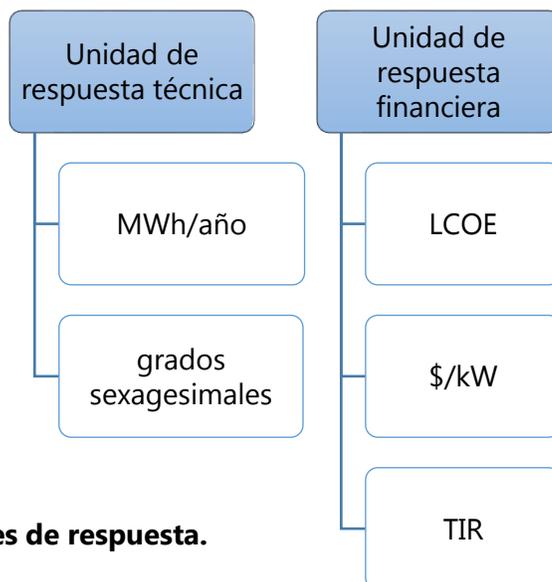


**Ilustración 19. Unidades de análisis**

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.3.4 UNIDAD DE RESPUESTA

Las unidades de respuesta le darán un resultado a la investigación, se tendrán dos tipos de unidades de respuesta; financieras y técnicas. Para el estudio técnico, mediante a los instrumentos a utilizar, se obtendrán unidades de energía producida mensual y anualmente y en el estudio económico donde se obtendrá el costo de instalación, la rentabilidad del proyecto y el costo nivelado de la energía, se puede apreciar gráficamente en la ilustración #20.



**Ilustración 20. Unidades de respuesta.**

Fuente: Elaboración propia.

## **4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS**

Los instrumentos y técnicas que se aplicaran en la investigación son definidos por el enfoque de la misma. Se definió anteriormente que el enfoque es mixto, por ende las técnicas e instrumentos se seleccionaron de acuerdo a éste enfoque.

### **4.4.1 INSTRUMENTOS**

Los instrumentos utilizados en la presente investigación son softwares con el propósito del estudio financiero y el estudio técnico y se detallan a continuación.

#### *4.4.1.1 Helioscope*

El instrumento en el cual se elegirá el arreglo y el diseño del sistema fotovoltaico.

#### *4.4.1.2 PVSyst*

El instrumento en el cual se simularán todos los escenarios y casos de estudio, de aquí se obtendrán datos de producción anual, que es el dato que servirá como unidad de análisis y respuesta para darle conclusión a esta investigación. En este instrumento se analizará también y se variará el azimut del arreglo fotovoltaico para poder llegar a una conclusión. Y en este mismo, se podrán obtener datos de pérdidas asociadas al sistema, rendimientos específicos, performance ratios, etc. Cabe destacar que en éste programa se trabaja con los siguientes ángulos para los azimuths: Norte ( $180^\circ$ ), Sur ( $0^\circ$ ), Este ( $-90^\circ$ ) y Oeste ( $90^\circ$ ).

#### *4.4.1.3 Meteonorm*

Éste ofrece datos meteorológicos precisos para cualquier lugar de la Tierra: radiación, temperatura, humedad, viento, precipitación y otros parámetros climáticos, que será útil para tener parámetros de entrada para los demás softwares a utilizar.

### **4.4.2 TÉCNICAS**

Para la investigación se realizaron técnicas no probabilísticas y experimentales. Las conclusiones se obtendrán de varias simulaciones y análisis en los softwares antes mencionados. Para la ratificación de la viabilidad técnica y rentabilidad financiera del cambio de Azimuth en una instalación solar fotovoltaica, es necesario comparar cada uno de los escenarios posibles, dejando como variables constantes la capacidad instalada tanto DC como AC, el ángulo de inclinación de

los módulos FV y el resto de componentes y solamente ir variando el Azimuth del arreglo para así poder obtener datos concisos de cada escenario y después compararlo en las dos zonas de Honduras. Ya teniendo estos datos técnicos, de que orientación o Azimuth obtuvo la mejor generación solar fotovoltaica en su periodo de vida útil, se podrá hacer un análisis financiero y así poder ver la rentabilidad de cada Azimuth, compararlo con las otras opciones y estimar cuanto sería la ganancia o pérdida en cada zona de estudio.

#### *4.4.2.1 Producción anual energética*

El escenario de Azimuth que obtenga mayor producción anual de energía será el óptimo para el escenario estudiado. Tomando en cuenta que la única variable que no será constante es la orientación total de los módulos fotovoltaicos, se podrá obtener una conclusión rápidamente. La investigación también pretende ver cuánto es el porcentaje que difieren los Azimuth entre si y al final, comparar cada uno de éstos con las otras opciones de arreglo y así poder analizarlo también como una opción viable o no viable técnicamente para orientar el arreglo solar fotovoltaico en el país.

#### *4.4.2.2 Costo nivelado de la energía*

Para el desarrollo del estudio financiero y técnico también, el escenario, en éste caso el Azimuth probado, que mejor LCOE tenga, es el que sería mejor viable económicamente. La investigación lo que pretende es analizar que arreglo de Azimuth tiene menor costo de producción de energía, concluyendo la orientación óptima para el país.

#### *4.4.2.3 Tasa interna de retorno*

Entre mayor sea la TIR de los escenarios, más factible será la orientación y así es como éste medirá el Azimuth óptimo técnicamente y económicamente.

### 4.4.3 PROCEDIMIENTOS

Para proceder al desarrollo de la investigación, antes se deben determinar las variables que estarán siendo evaluadas. Como variables independientes se eligen la potencia nominal AC y la potencia nominal DC, el ratio DC/AC y el ángulo de inclinación de los módulos FV. Surge la variable independiente, la Irradiancia, la cual corresponde a la ubicación geográfica específica de

la investigación. Como variables dependientes están: la energía generada anualmente, el PR, el rendimiento específico y el LCOE.

#### *4.4.3.1 Simulaciones en PVSyst*

Entre los objetivos específicos se encuentra el de descubrir cómo cambia la generación de energía en un sistema fotovoltaico en función del Azimuth. De igual manera, identificar el Azimuth y cuántos grados se puede mover un módulo FV antes que la instalación disminuya su generación por un 1%. Para lograrlo, se crearon diferentes escenarios para luego correr simulaciones en PVSyst para cada uno de ellos. Primero se determinan algunas especificaciones básicas y comunes para todos los escenarios. Estas son: ubicación geográfica, ángulo de inclinación, ratio DC/AC, sector energético, capacidad nominal DC y AC. Después se realizara la tarea de comparar y mostrar resultados gráficamente de las simulaciones y los datos de salida.

#### *4.4.3.2 Especificaciones Comunes*

La ubicación geográfica es un factor importante porque determina el nivel de Irradiancia que recibirán los módulos, así como la temperatura del sitio y otros factores climáticos. Para esta investigación se eligió como población, las zonas norte y sur de Honduras y como muestra, los departamentos de Cortes y Choluteca.

El ángulo de inclinación puede ser determinado por la inclinación que tenga el techo en donde se instalen los módulos, en caso de que el sistema sea sobre techo, o puede ser elegido en base al ángulo de inclinación óptimo para la ubicación geográfica del sistema, en caso de ser a nivel de suelo. Que en este caso se realizara la investigación en módulos Fixed Tilted, los cuales instalados en suelo, se les puede dar el ángulo de inclinación deseado. En el caso de Honduras, este oscila desde trece (13) a quince (15) grados; para la presente investigación se escogieron quince grados para un sistema analizado sobre terreno o al nivel del suelo como variable dependiente en todas las simulaciones.

Esta investigación está orientada para ser aplicada en el sector comercial o industrial, depende en donde ser aplicada según el patrón de consumo de cada sistema. El ratio DC/AC óptimo para parques solares o para instalaciones residencial, se investigó que es un promedio de 1.25; un ratio de 1.26 fue el que se eligió para ser una variable constante en las simulaciones.

Las capacidades nominales DC y AC se mantendrán constantes para cada modelo. Se estudiarán dos zonas del país, con el mismo modelo de 50.4kWdc y 40kWac. Tanto la misma marca de paneles e inversores y sus capacidades nominales serán los mismos a lo largo de todas las simulaciones; lo único que se variara es el Azimuth.

#### *4.4.3.3 Análisis de Sensibilidad Azimuth*

En cada modelo, se realizarán escenarios con cuatro azimuths diferentes partiendo de Sur (0°) Norte (180°), Este (-90°) y Oeste (90°). Esto resulta en veintiocho escenarios (simulaciones) para cada modelo multiplicándolo por cuatro azimuths posibles, que dan en total a 112 simulaciones. Se realizaron las simulaciones o modelos en cada uno de los municipios de los departamentos de Cortes (12) y Choluteca (16).

Se realizó también un análisis de sensibilidad para cada zona del país. Se evaluó desde el Azimuth óptimo hasta sus dos siguientes puntos cardinales. El análisis dará como resultado, cuantos grados de libertad se le puede dar al módulo fotovoltaico hasta que la generación anual decrezca en un 1%. El propósito de éste análisis es identificar el ángulo al cual se podrá orientar la instalación fotovoltaica sin afectar o disminuir su generación anual.

#### *4.4.3.4 Realización de Simulaciones*

Habiendo elegido todos los parámetros anteriores se procede a correr simulaciones para cada Azimuth para obtener la energía generada anual, el rendimiento específico y el performance ratio por el sistema en cada escenario durante la vida útil del proyecto, que es de veinticinco años. Al obtener éstos datos, se realiza una tabla en donde se resume esta información para luego crear una gráfica de los resultados.

Para comprobar los resultados obtenidos en las dos zonas se creó el mismo modelo para ver cuánto iba a variar la generación dependiendo de la orientación de los módulos. Como se mencionó anteriormente, la capacidad instalada en DC es de 50.4kW y consta de 126 módulos fotovoltaicos de marca Canadian Solar bajo condiciones STC; se utilizó solamente un (1) inversor Huawei Technologies de 40kWac.

#### 4.4.3.5 Análisis técnico-financiero

Habiendo realizado las simulaciones en PVsyst y obtenidos los datos necesarios, se procede a trabajar con esos datos para el resto de los cálculos y análisis financieros.

Antes de calcular el LCOE y TIR para cada escenario se necesita el costo específico de capital. Esta información fue calculada mediante a precios del mercado y de instalaciones. Así como también el costo de operación y mantenimiento, que en este caso es una variable independiente.

En la tabla #11, se listaron las actividades a realizar para concluir la investigación, con su número de días utilizados para llevarse a cabo y la descripción de ésta. Y en la tabla #12, se especificaron las semanas en las cuales se trabajó en cada capítulo de la investigación.

**Tabla 11. Procedimiento de la investigación.**

Estudio	Actividades	Recursos Materiales	Tiempo de ejecución
Análisis Técnico	Recolección de información de bibliografías externas e internas	Informes, Manuales, Guías, Reportes	2 días
	Identificar potencial solar	Meteonorm	1 día
	Determinar la tendencia del comportamiento solar	Meteonorm y Excel	1 día
	Determinar localización	Google Earth	2 días
	Determinar la capacidad	Informes, manuales	1 día
	Realizar diseño de sistema solar	HelioScope	10 días
	Realizar análisis de sensibilidad	HelioScope y PVSyst	3 días
Análisis Económico	Análisis de VAN	Excel	2 días
	Análisis de TIR	Excel	2 días
	Flujos de caja	Excel: VAN	5 días
	Retorno de Inversión	Excel: TIR	5 días
	Análisis de LCOE	Excel: LCOE	4 días

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 12. Cronograma de trabajo.**

Actividades	Octubre				Noviembre				Diciembre	
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
Introducción	■									
Planteamiento del problema	■									
Objetivos		■								
Marco teórico			■	■						
Metodología				■						
Análisis de datos y discusión				■	■	■	■			
Conclusiones								■		
Aplicabilidad								■		
Bibliografía									■	
Anexos									■	
Informe final										■

Fuente: Elaboración propia.

## 4.5 FUENTES DE INFORMACIÓN

Las fuentes de información a utilizarse proporcionaran datos experimentales y actuales que podrán hacerse de uso para poder proporcionar una bibliografía correcta y acorde al país de estudio. Estas fuentes servirán tanto para proveer patrones históricos de datos anteriormente analizados para también hacer proyecciones y estimaciones para el futuro. En esta sección se subdividen en primarias y secundarias.

### 4.5.1 FUENTES PRIMARIAS

Según (Sampieri Hernández, 2010) "Las fuentes primarias proveen un testimonio o evidencia directa sobre el tema de investigación; ofreciendo así un punto de vista desde adentro del evento en particular y son las que proporcionaron datos de primera mano, pues corresponden a los documentos que contienen los resultados de los estudios correspondientes".

Las fuentes primarias utilizadas para la investigación fueron:

1. Parámetros de salida de los softwares: HelioScope y PVSyst
2. Cálculos propios realizados en Microsoft Excel

3. Datos obtenidos del programa Meteonorm

#### 4.5.2 FUENTES SECUNDARIAS

Éstas son producto de las fuentes primarias. Se consideran como de fácil acceso y manejo.

Las fuentes secundarias utilizadas fueron:

1. MANUAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA CONSTRUCCIÓN DE EDIFICACIONES PARA HONDURAS Diseño, Implementación y Evaluación Económica, elaborado por Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética en Centroamérica & Cooperación Alemana al Desarrollo, GIZ
2. Orientación de Placas Solares, publicado por MppSolar
3. PV Magazine

#### **4.6 LIMITANTES DEL PROYECTO**

Debido a la limitante de tiempo, la investigación no pudo recopilar datos de instalaciones fotovoltaicos en las zonas de estudio; los datos recopilados serán solamente simulados por los softwares a utilizar y podrían variar con datos obtenidos directamente de pruebas de campo. El tiempo también delimitó la investigación a solamente dos zonas del país, se pudo haber estudiado todo el país de contar con más tiempo.

## V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Una vez obtenidos los resultados provenientes de simulaciones y cálculos, se pudo tabular y graficar los datos necesarios para obtener una conclusión para la hipótesis planteada anteriormente, así mismo para responder a las preguntas de investigación.

### 5.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA EN FUNCIÓN DEL AZIMUTH

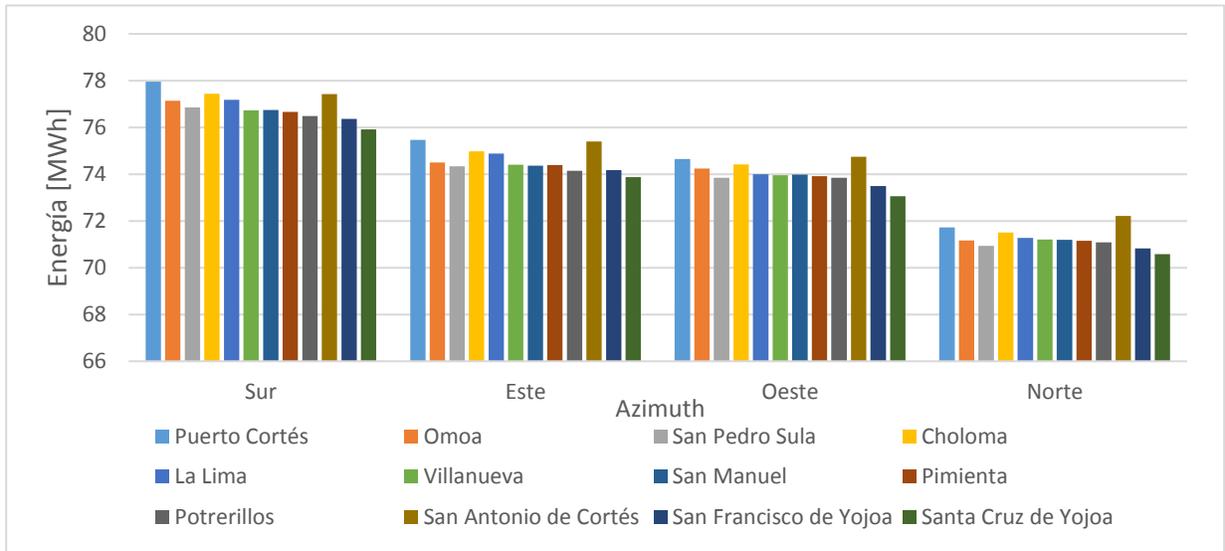
A continuación, se presentarán las siguientes gráficas: energía generada durante la vida útil del proyecto y energía anual promedio, en función del Azimuth, siendo clasificados por municipios en los departamentos estudiados. En ambos casos de estudio, la zona sur y la zona norte de Honduras, la generación sigue el mismo comportamiento. Se puede observar, que de hecho, el Azimuth óptimo tanto para la zona norte y la zona sur es el Azimuth sur o Azimuth "0°". El orden de mejor a peor Azimuth se encontró al: Sur, Este, Oeste y Norte. En los anexos se podrá ver los datos para el sistema fotovoltaico diseñado, los que se obtuvieron del software y los cálculos.

#### 5.1.1 GENERACIÓN ANUAL PROMEDIO

Estos datos fueron obtenidos de las simulaciones realizadas en el software PVSyst. El cual muestra el promedio de la energía generada mes a mes durante el proyecto.

##### *5.1.1.1 Generación anual promedio en zona Norte - Departamento de Cortés*

Debido a que el propósito de la investigación es identificar el porcentaje de variación que tiene cada Azimuth con los demás, se plantearán a continuación los de éste escenario. Se tomó de referencia el Azimuth sur, éste obtuvo un promedio de generación anual de 76.90MWh: el Este generó 3.030% menos que el sur, que equivale a 2.330MWh/año menos; el Oeste generó 3.766% menos que el sur, que equivale a 2.897MWh/año menos; el norte generó 7.370% menos que el sur, que equivale a 5.668MWh/año menos. En la ilustración #21, se puede observar la energía promedio que el Sistema fotovoltaico diseñado podrá generar anualmente para el departamento de Cortés.

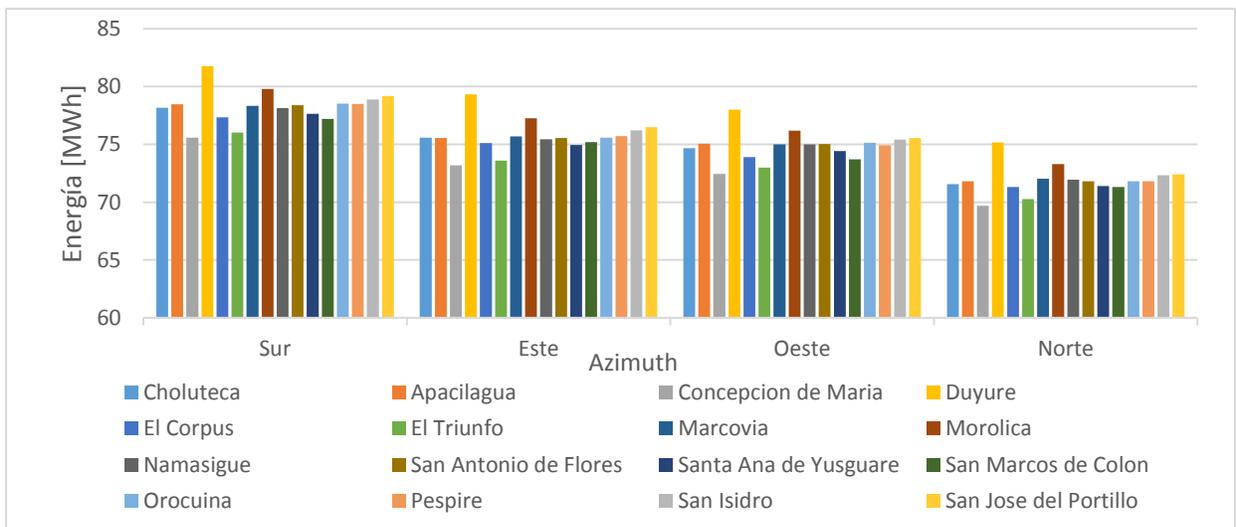


**Ilustración 21. Generación Anual Promedio en Función de Azimuth; Cortés**

Fuente: Elaboración propia.

*5.1.1.2 Generación anual promedio en zona Sur - Departamento de Choluteca*

El azimuth Sur generó 78.24MWh en promedio anualmente. Siempre tomando de referencia el azimuth sur: el Este generó 3.321% menos que el sur, que equivale a 2.599MWh/año menos; el Oeste generó 4.356% menos que el sur, que equivale a 3.408MWh/año menos; el norte generó 8.222% menos que el sur, que equivale a 6.374MWh/año menos. En la ilustración #22, se puede observar la energía promedio que el Sistema fotovoltaico diseñado podrá generar anualmente para el departamento de Choluteca.



**Ilustración 22. Generación Anual Promedio en Función de Azimuth; Choluteca**

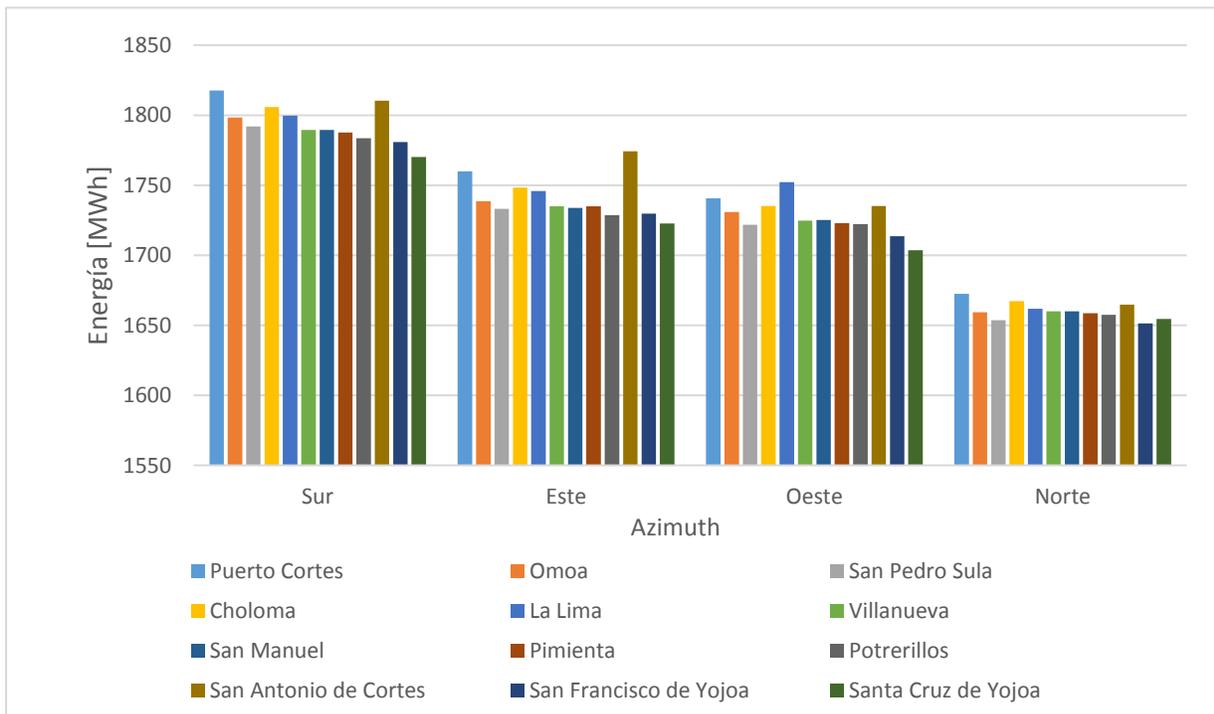
Fuente: Elaboración propia.

## 5.1.2 GENERACIÓN TOTAL EN 25 AÑOS

Éste dato recopila todas las energías generadas al año y las suma a lo largo de toda la vida útil de la instalación, que en éste caso son veinticinco años. En las próximas graficas podemos observar que la generación sigue teniendo la misma tendencia que las anteriores, la instalación con azimuth sur siempre tendrá la mejor generación, tanto para la zona Norte como la Sur (cabe destacar que en la zona Sur la producción de energía es más que en la zona Norte); el Este le seguirá, después del Oeste y por último el azimuth Norte.

### 5.1.2.1 Generación total en 25 años en zona Norte - Departamento de Cortés

El azimuth Sur generó en promedio 1793.74MWh durante toda su vida útil. El Este generó 2.972% menos que el sur, que equivale a 53.31MWh menos; el Oeste generó 3.703% menos que el sur, que equivale a 66.42MWh menos; el norte generó 7.448% menos que el sur, que equivale a 133.60MWh menos. En la ilustración #23, se puede observar la energía total que el Sistema fotovoltaico diseñado podrá generar durante toda su vida útil para el departamento de Cortés.

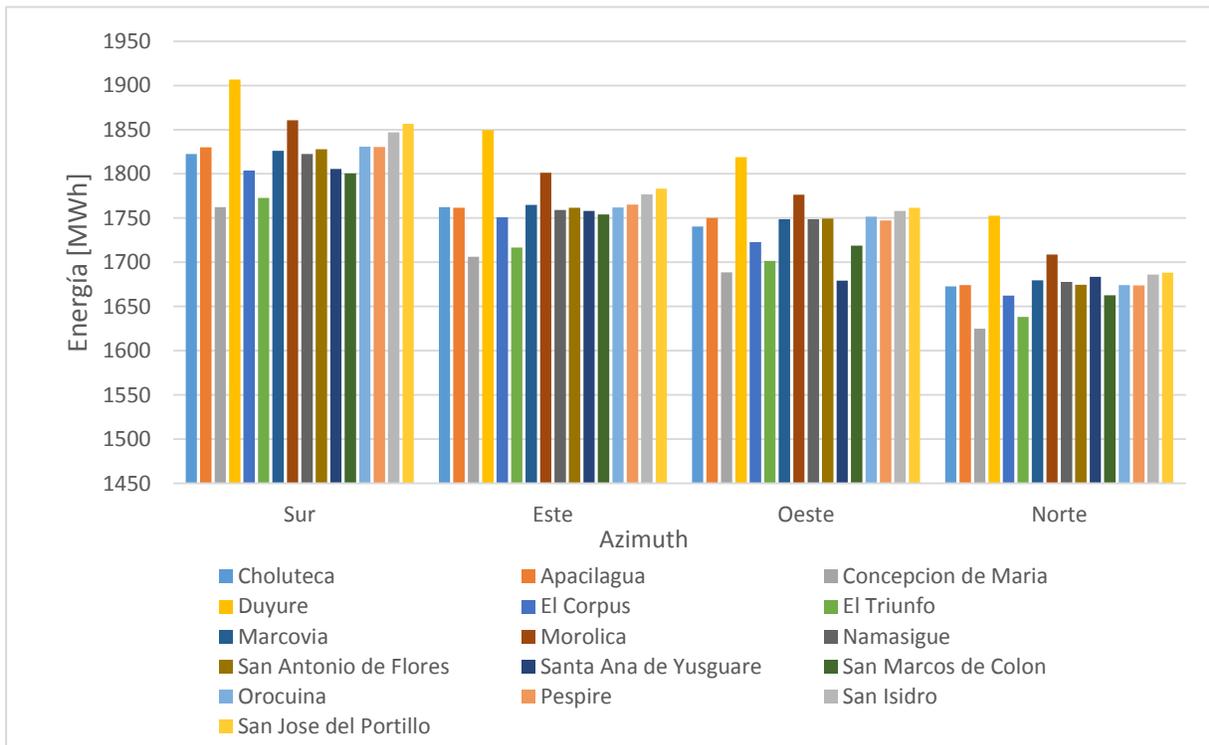


**Ilustración 23. Generación Total en 25 años en Función de Azimuth; Cortés**

Fuente: Elaboración propia.

### 5.1.2.2 Generación total en 25 años en zona Sur - Departamento de Choluteca

El azimuth Sur obtuvo una generación promedio durante toda su vida útil de 1825.4MWh. El Este generó 3.330% menos que el sur, que equivale a 60.79MWh menos; el Oeste generó 4.602% menos que el sur, que equivale a 84.01MWh menos; el norte generó 8.121% menos que el sur, que equivale a 148.24MWh menos. En la ilustración #24, se puede observar la energía total que el Sistema fotovoltaico diseñado podrá generar durante toda su vida útil para el departamento de Choluteca.



**Ilustración 24. Generación Total en 25 años en Función de Azimuth; Choluteca**

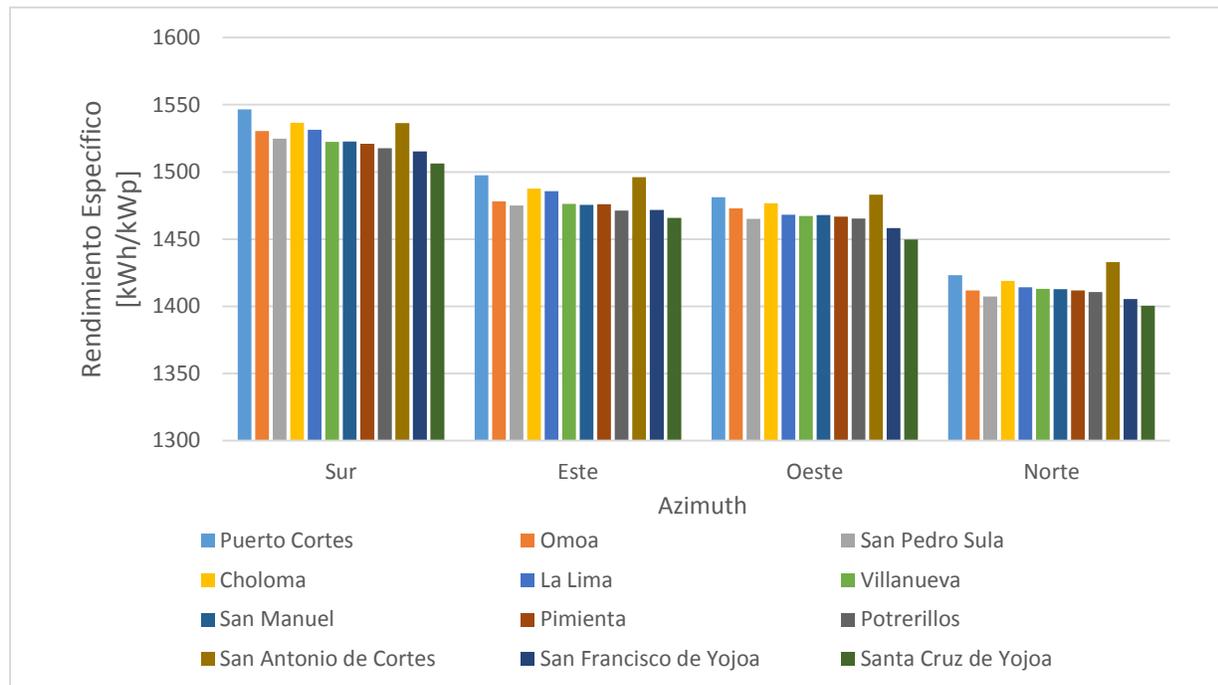
Fuente: Elaboración propia.

## 5.2 RENDIMIENTO ESPECÍFICO EN FUNCIÓN DEL AZIMUTH

El comportamiento del rendimiento específico en los casos de estudio fue el mismo que el de la energía generada. El rendimiento específico siempre será mejor en el azimuth Sur (se seguirá tomando de referencia), seguido por el Este, el Oeste y por último el Norte. En la zona Norte se pudo observar mejor y más marcada la tendencia y la influencia del azimuth en el rendimiento específico óptimo; en la zona Sur varió bastante, por ende no se puede apreciar de igual manera.

### 5.2.1 RENDIMIENTO ESPECÍFICO EN ZONA NORTE - DEPARTAMENTO DE CORTÉS

Siempre tomando de referencia el azimuth Sur, que obtuvo un RE promedio de 1525.95kWh/kWp: el sistema FV bajó su rendimiento específico en 3.030% al orientarlo al Este, que equivale a 46.24kWh/kWp menos; el Oeste bajó 3.766%, que equivale a 57.47kWh/kWp menos; el norte bajó 7.370%, que equivale a 112.46kWh/kWp menos. En la ilustración #25, se puede observar el rendimiento específico del Sistema fovoltaico diseñado en función del Azimuth para el departamento de Cortés.

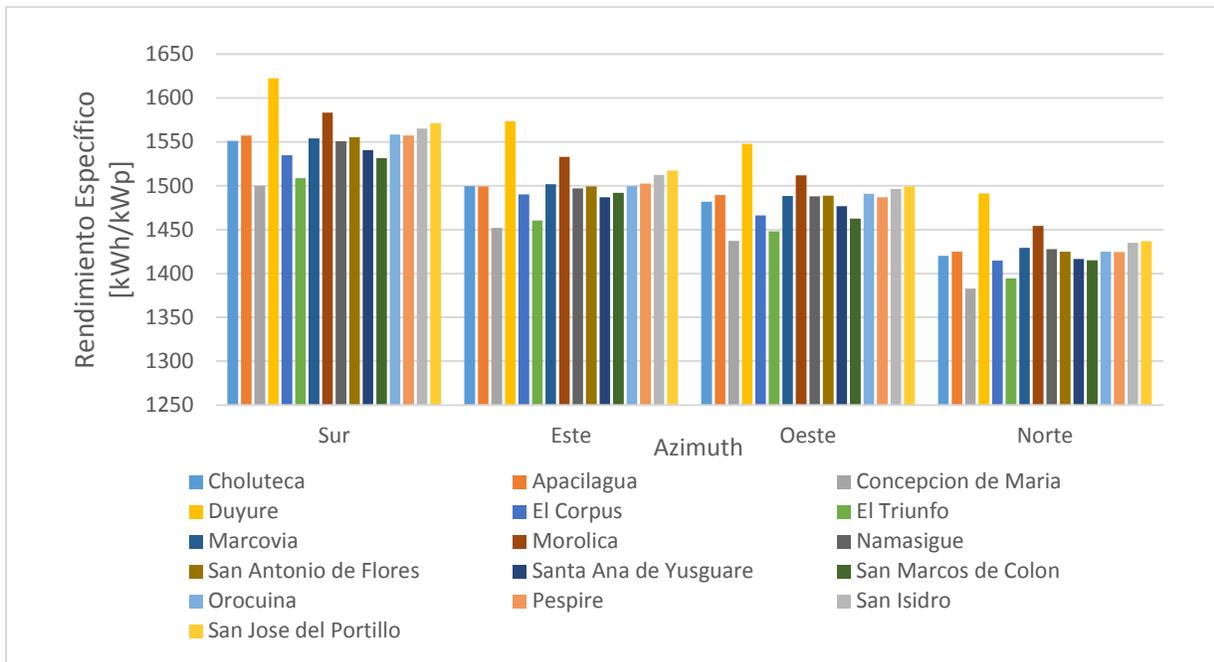


**Ilustración 25. Rendimiento Específico en Función de Azimuth; Cortés**

Fuente: Elaboración propia.

### 5.2.2 RENDIMIENTO ESPECÍFICO EN ZONA SUR - DEPARTAMENTO DE CHOLUTECA

Siempre tomando de referencia el azimuth Sur, que obtuvo un RE promedio de 1552.55kWh/kWp: el sistema FV bajó su rendimiento específico en 3.321% al orientarlo al Este, que equivale a 51.57kWh/kWp menos; el Oeste bajó 4.356%, que equivale a 67.63kWh/kWp menos; el norte bajó 8.146%, que equivale a 126.47kWh/kWp menos. En la ilustración #26, se puede observar el rendimiento específico del Sistema fovoltaico diseñado en función del Azimuth para el departamento de Choluteca.



**Ilustración 26. Rendimiento Específico en Función de Azimuth; Choluteca**

Fuente: Elaboración propia.

### 5.3 COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE)

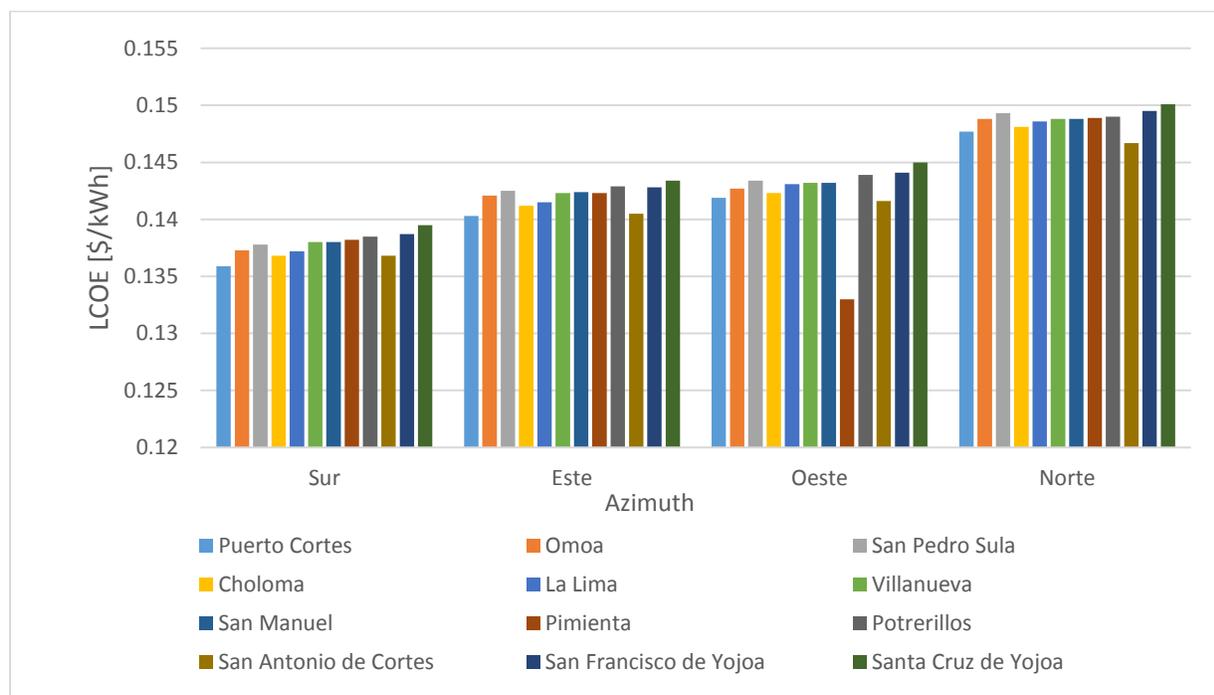
Para el análisis financiero, se simularon dos escenarios diferentes para los casos de estudio. El primero, es un financiamiento totalmente propio, donde los fondos sean aportados por el dueño, beneficiario o inversor. El segundo escenario es con financiamiento externo, ya sea de un banco, un ente, etc. y se asumió un esquema 70-30, contando con un 70% de la inversión total siendo aportada por financiamiento externo y el restante 30% siendo de fondos propios. El propósito fue de analizar el comportamiento de los parámetros financieros de salida siendo afectados tanto por la variación de azimuth pero también afectados por el esquema de financiamiento. A continuación se presentan los dos escenarios para las dos zonas de estudio. Es necesario mencionar que los costos nivelados de la energía para este proyecto son efectivamente altos, debido a que se escogió "castigar al sistema" analizándolo desde un punto de vista negativo y así poder tener mejores resultados; en éste caso se tomó en cuenta un Costo Específico o un Costo Unitario constante (debido a que será el mismo proyecto durante toda la investigación), pero éste es alto, debido a que se utilizaron módulos fotovoltaicos e inversores solares de alta tecnología y eficiencia. A pesar de tener altos LCOE, los períodos de retorno son cortos para las inversiones; dando indicios de rentabilidad financiera.

### 5.3.1 LCOE PARA LA ZONA NORTE - DEPARTAMENTO DE CORTÉS

Como se había mencionado anteriormente, el costo por producir una unidad de energía es alto en esta investigación; a pesar de esto, sigue teniendo la misma tendencia que todos los otros parámetros a estudiar, el azimuth Sur tuvo el LCOE más bajo en los dos escenarios a plantear.

#### 5.3.1.1 Análisis con Financiamiento Externo

El azimuth sur obtuvo el mejor LCOE con un promedio de \$0.1377/kWh. Al Este le costó 3.116% más producir una unidad de energía que al sur, que equivale a \$0.0042 más caro; al Oeste 3.309% más, equivalente a \$0.0045; al Norte le cuesta 7.962% más que al sur, \$0.010 más. En la ilustración #27 se puede apreciar el comportamiento del LCOE con financiamiento.

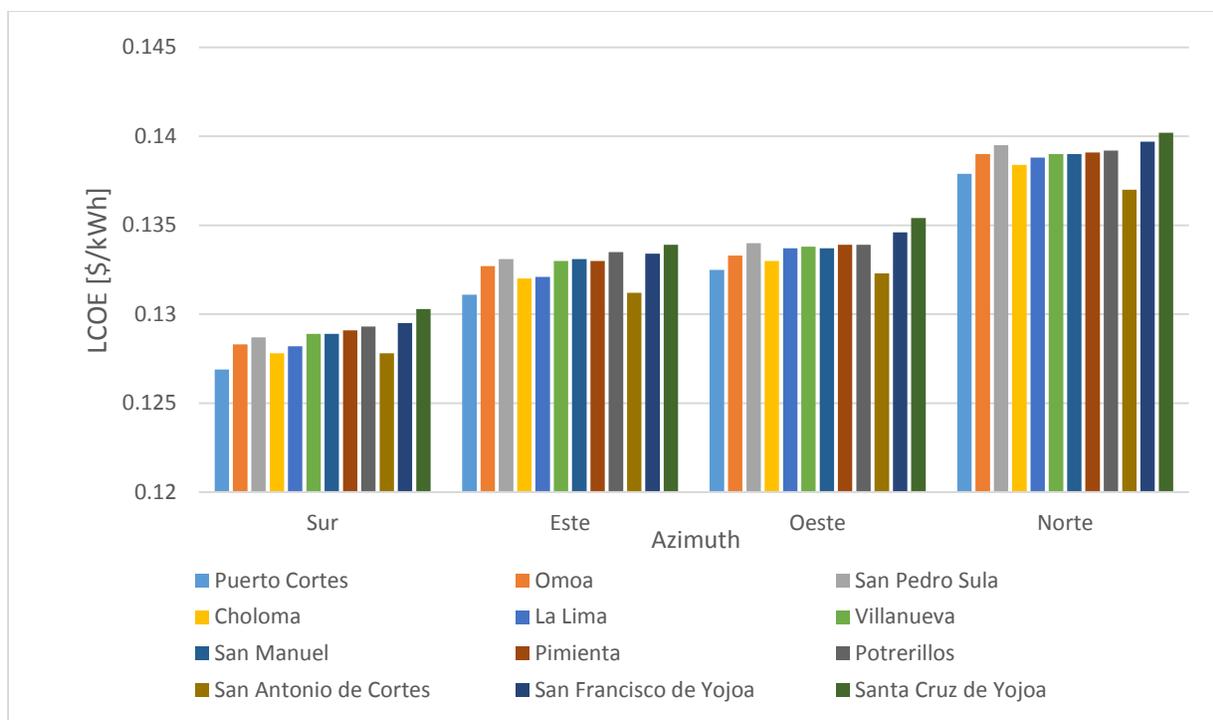


**Ilustración 27. LCOE con Financiamiento en Función de Azimuth; Cortés**

Fuente: Elaboración propia.

#### 5.3.1.2 Análisis sin Financiamiento Externo

El azimuth sur obtuvo el mejor LCOE con un promedio de \$0.1286/kWh. Al Este le costó 3.135% más producir una unidad de energía que al sur, que equivale a \$0.0040 más caro; al Oeste 3.912% más, equivalente a \$0.0050; al Norte le cuesta 7.974% más que al sur, \$0.0102 más. En la ilustración #28 se puede apreciar el comportamiento del LCOE con financiamiento.



**Ilustración 28. LCOE sin Financiamiento en Función de Azimut; Cortés**

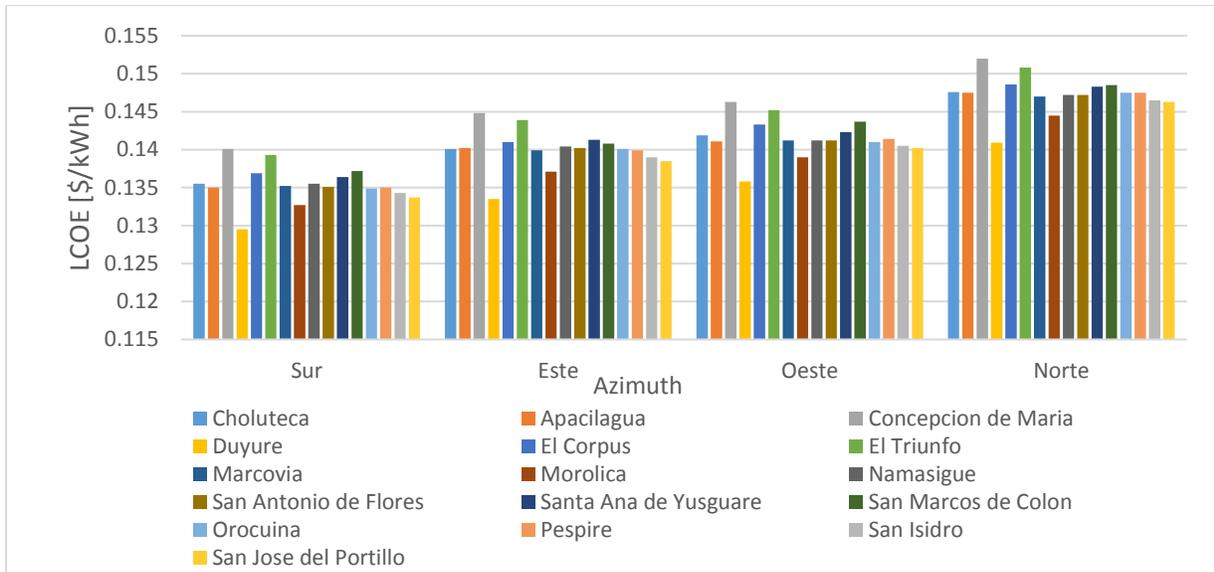
Fuente: Elaboración propia.

### 5.3.2 LCOE PARA LA ZONA SUR - DEPARTAMENTO DE CHOLUTECA

Igual que en la zona Norte, el LCOE más bajo fue obtenido por el azimuth Sur. El comportamiento sigue el mismo. Los porcentajes que varían entre azimuth y azimuth son relativamente los mismos y la tendencia se sigue manteniendo igual.

#### 5.3.2.1 Análisis con Financiamiento Externo

El azimuth sur obtuvo el mejor LCOE con un promedio de \$0.1353/kWh. Al Este le costó 3.434% más producir una unidad de energía que al sur, que equivale a \$0.0046 más caro; al Oeste 4.570% más, equivalente a \$0.00618; al Norte le cuesta 8.844% más que al sur, \$0.0119 más. Aquí ya se puede ir observando que la tendencia se seguirá comportando igual y que de hecho si tiene una correlación entre la rentabilidad y el costo de la energía con la orientación que se le daría a la instalación FV. En la ilustración #29 se puede apreciar el comportamiento del LCOE con financiamiento.

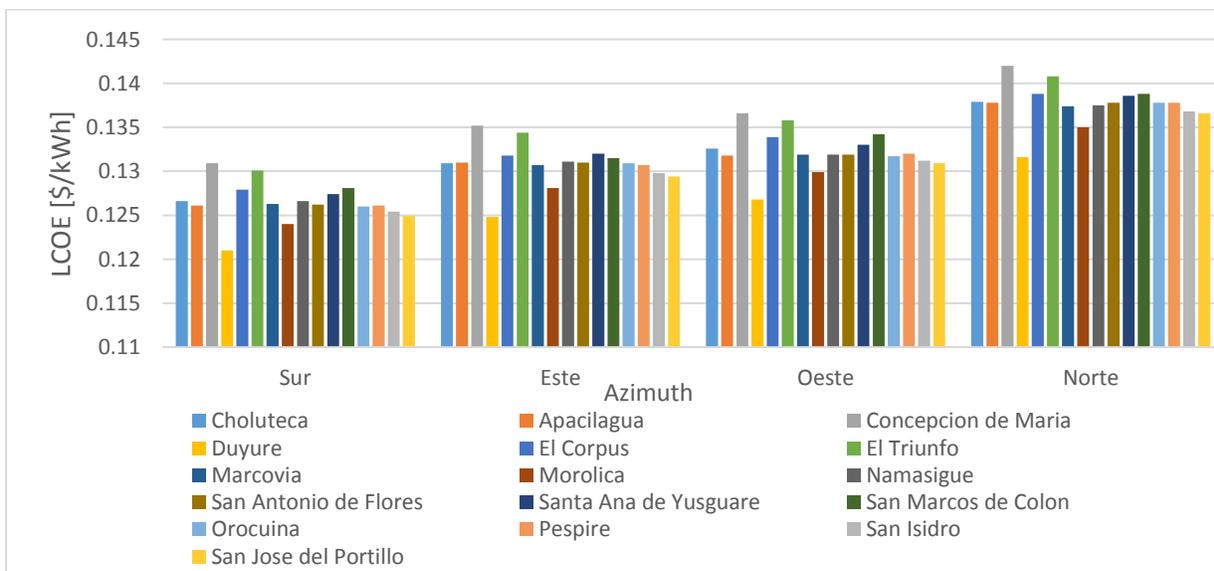


**Ilustración 29. LCOE con Financiamiento en Función de Azimuth; Choloteca**

Fuente: Elaboración Propia

### 5.3.2.2 Análisis sin Financiamiento Externo

El azimuth sur obtuvo el mejor LCOE con un promedio de \$0.1264/kWh. Al Este le costó 3.444% más producir una unidad de energía que al sur, que equivale a \$0.00435 más caro; al Oeste 4.571% más, equivalente a \$0.00578; al Norte le cuesta 8.865% más que al sur, \$0.0112 más. En la ilustración #30 se puede apreciar el comportamiento del LCOE con financiamiento.



**Ilustración 30. LCOE sin Financiamiento en Función de Azimuth; Choloteca**

Fuente: Elaboración propia.

## 5.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Para la rentabilidad o factibilidad financiera de la presente investigación, se deben tomar dos consideraciones, tanto el LCOE debe ser bajo o en los rangos considerables y la Tasa Interna de Retorno debe de ser mayor a la Tasa de Descuento calculada; en éste caso la Tasa es de 10%. Para ésta Tasa de Retorno se tomaron dos consideraciones igual que para el LCOE, se estudió un escenario con financiamiento externo y uno sin financiamiento externo. Se utilizó el mismo esquema de 70% inversión financiada externamente - 30% financiado propiamente. Cabe destacar que las TIR encontradas en estos dos escenarios serán distintas:

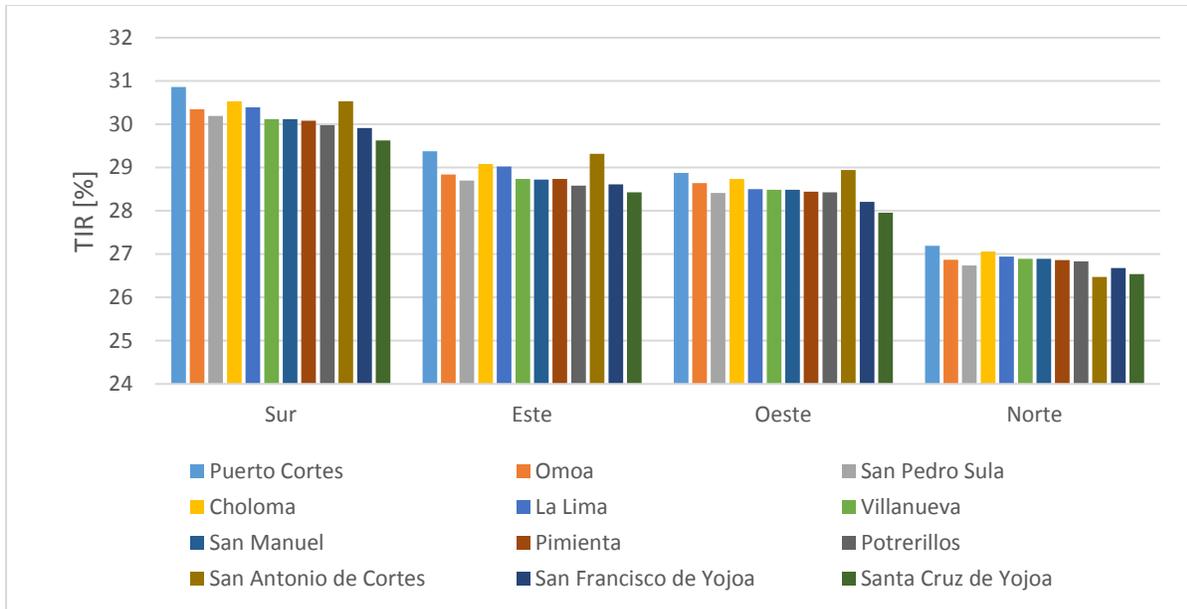
1. La TIR calculada para el escenario sin financiamiento, será la tasa interna de retorno netamente del proyecto.
2. Mientras que la TIR calculada para el escenario con financiamiento, es la tasa interna de retorno de la inversión de fondos propios solamente, en éste caso, la TIR será del 30% de la inversión.

### 5.4.1 TIR PARA LA ZONA NORTE - DEPARTAMENTO DE CORTÉS

La Tasa Interna de Retorno sigue comportándose igual que todos los demás parámetros estudiados. La mejor TIR se encuentra en el proyecto orientado hacia el azimuth Sur y el peor orientado hacia el azimuth Norte.

#### *5.4.1.1 Análisis con Financiamiento Externo*

La TIR más alta se consiguió con el sistema orientado al azimuth Sur, éste generó una tasa interna de retorno promedio del 30.22%. En orden descendente, le sigue el Este, con una TIR de 28.84%; el Oeste obtuvo la TIR de 28.51%; el Norte con 26.66%. Se observó un gran descenso entre los azimuths, entre el Sur y el Norte existe una diferencia del 11.781%, que equivalen a 3.560 puntos. Esto se analizó más de cerca debido a que con financiamiento externo, la tasa calculada solo será de la inversión propia y los resultados son excelentes en las cuatro orientaciones distintas, pero recalcando que el azimuth Sur propone la mejor rentabilidad financiera. En la ilustración #31 se puede observar cómo se comporta la tasa interna de retorno en función del azimuth en el Departamento de Cortés cuando existe un financiamiento externo para la inversión del proyecto.

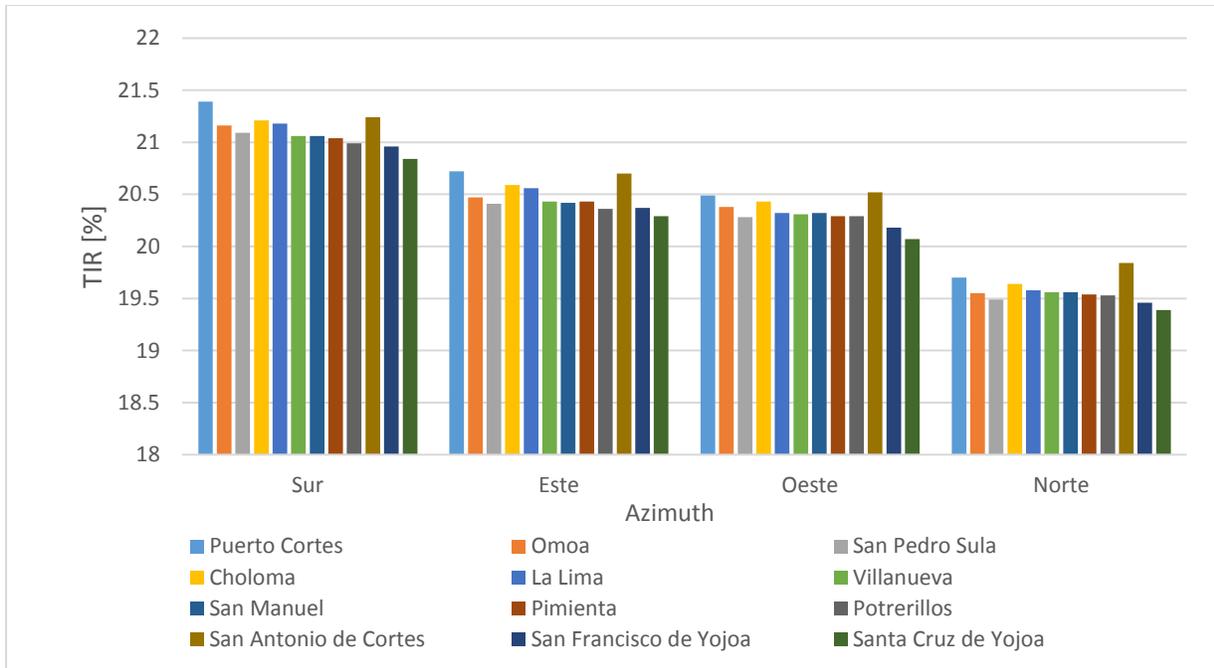


**Ilustración 31. TIR con Financiamiento en Función de Azimuth; Cortés**

Fuente: Elaboración propia.

#### 5.4.1.2 Análisis sin Financiamiento Externo

Igual que en el escenario anterior, la TIR más alta se consiguió con el sistema orientado al azimuth Sur; ésta fue menor, debido a que siempre es mejor realizar el proyecto con financiación externa, pero la TIR sigue siendo aceptada porque ésta es mayor que la tasa de descuento; el azimuth Sur generó una tasa interna de retorno promedio del 21.10%. En orden descendente, le sigue el Este, con una TIR de 20.47%; el Oeste obtuvo la TIR de 20.32%; el Norte con 19.57%. Se observó un menor declive entre los azimuths, comparándolo al escenario anterior, en el escenario sin financiamiento, no varía tanto el porcentaje que de tasa interna de retorno, entre el Sur y el Norte existe una diferencia del 7.258% (4% menos que el escenario con financiamiento), que equivalen a 1.531 puntos (la mitad obtenida del resultado anterior). A pesar que la diferencia entre azimuths sea menor, el análisis y los resultados dictan que el escenario con financiamiento sería más provechoso y factible, los resultados de la TIR sin financiación son mucho menores, existen casi 10% de diferencia entre el escenario con financiamiento y sin. En la ilustración #32 se podrá observar la tendencia de la tasa interna de retorno cuando no se obtiene financiación externa.



**Ilustración 32. TIR sin Financiamiento en Función de Azimuth; Cortés**

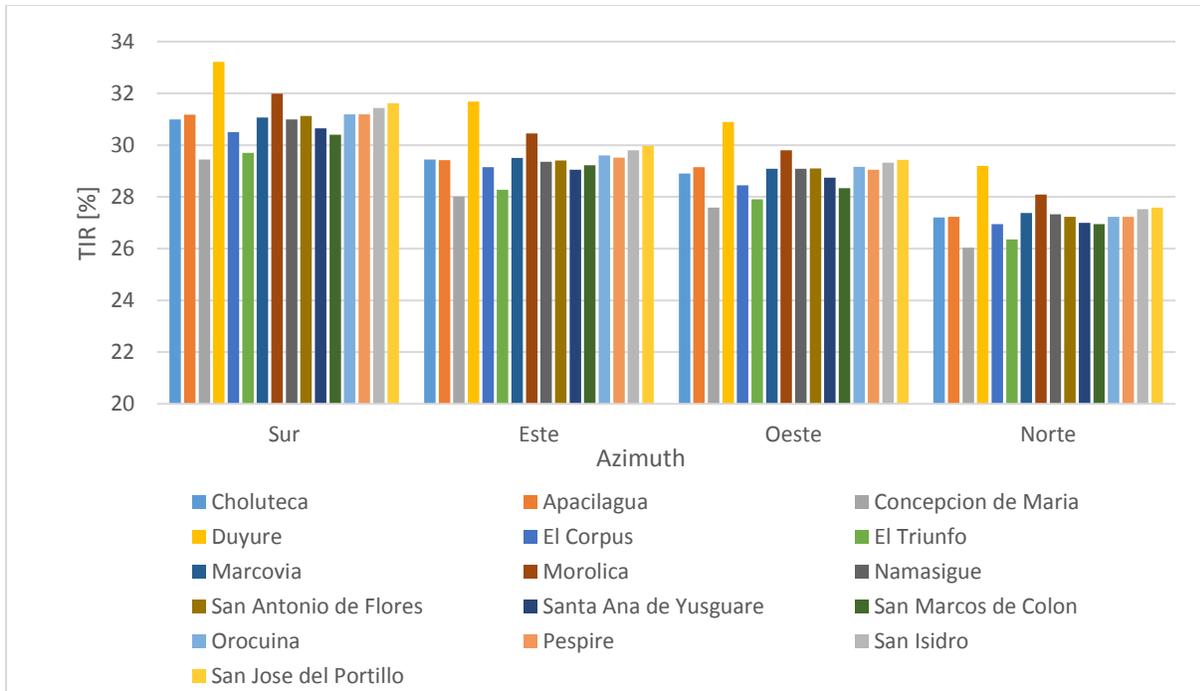
Fuente: Elaboración propia.

#### 5.4.2 TIR PARA LA ZONA SUR - DEPARTAMENTO DE CHOLUTECA

Al igual que en la zona Norte de Honduras, la Tasa Interna de Retorno en el Sur sigue comportándose igual que todos los demás parámetros estudiados. La mejor TIR se encuentra en el proyecto orientado hacia el azimuth Sur y el peor orientado hacia el azimuth Norte.

##### 5.4.2.1 Análisis con Financiamiento Externo

Así mismo como en la zona Norte, la TIR más alta se consiguió con el sistema orientado al azimuth Sur, éste generó una tasa interna de retorno promedio del 31.04%, 1% más que en la zona Norte. En orden descendente, le sigue el Este, con una TIR de 29.49%; el Oeste obtuvo la TIR de 28.99%; el Norte con 27.28%. Se observó un gran descenso entre los azimuths, incluso mayor que en el de la zona Norte; entre el Sur y el Norte existe una diferencia del 12.122%, que equivalen a 3.763 puntos. En la ilustración #32 se puede observar cómo se comporta la tasa interna de retorno en función del azimuth en el Departamento de Choluteca cuando existe un financiamiento externo para la inversión del proyecto.

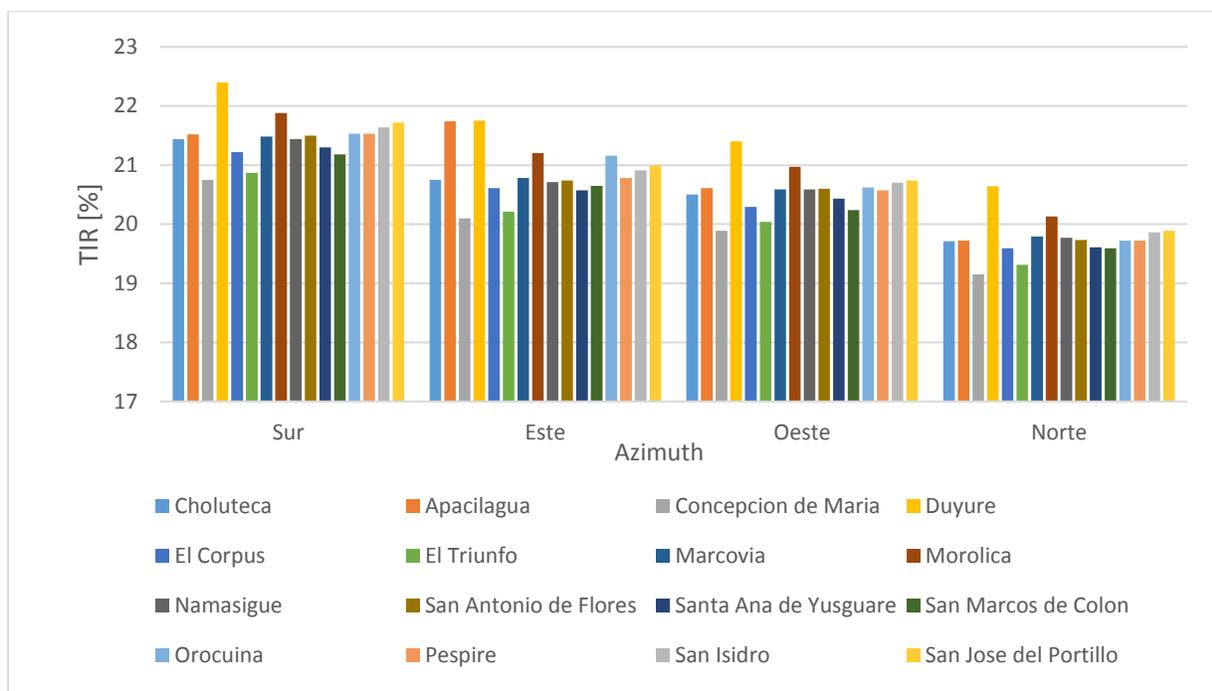


**Ilustración 33. TIR con Financiamiento en Función de Azimuth; Choluteca**

Fuente: Elaboración propia.

#### 5.4.2.2 Análisis sin Financiamiento Externo

Igual que en los escenarios anteriores, la TIR más alta se consiguió con el sistema orientado al azimuth Sur; el azimuth Sur generó una tasa interna de retorno promedio del 21.46%; aunque ésta sigue estando dentro del rango aceptado por la teoría y regla de la TIR y la Tasa de descuento, la opción viable es conseguir un financiamiento para el proyecto. En orden descendente, le sigue el Este, con una TIR de 20.85%; el Oeste obtuvo la TIR de 20.54%; el Norte con 19.745%. Se observó un menor declive entre los azimuths en éste escenario también, comparándolo al mismo escenario pero en la zona Norte, sus resultados no varían en nada más que décimas. Pero si se compara con el escenario con financiamiento se observa 10% menos en la tasa interna de retorno, lo cual solamente reestablece la importancia de considerar financiación en los proyectos. En la ilustración #34 se observa gráficamente como se mantuvo la tendencia de la TIR sin financiamiento en la zona Sur de Honduras.



**Ilustración 34. TIR sin Financiamiento en Función de Azimuth; Choloteca**

Fuente: Elaboración Propia.

## 5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

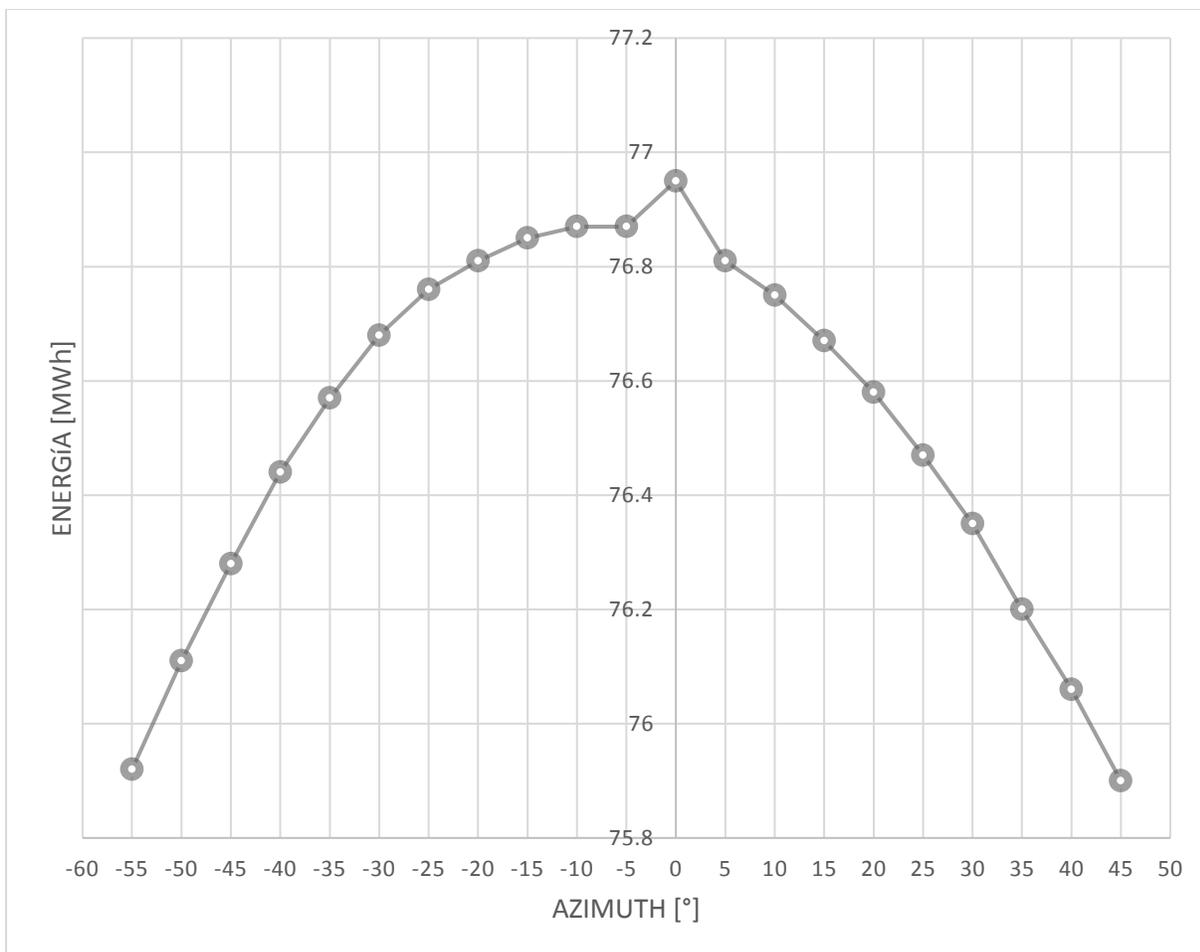
Uno de los objetivos específicos de la investigación es analizar cuántos grados se le puede mover a un módulo fotovoltaico desde el óptimo, hasta que éste empiece a causar pérdidas técnicas y financieras sobre la instalación. El parámetro a evaluar es el siguiente: ¿Cuántos grados se puede mover un panel solar, partiendo desde el azimuth Sur (0°), hasta que empiece a disminuir la generación promedio un 1%? El propósito de éste análisis de sensibilidad es saber cuántos grados de libertad tiene un módulo fotovoltaico en las dos zonas de estudio, Norte y Sur. Se tomó en consideración dos diferentes direcciones:

1. Hacia el Suroeste (hacia los 90°)
2. Hacia el Sureste (hacia los -90°).

El análisis dará como resultado, los azimuths (en grados) en los cuales el sistema fotovoltaico diseñado, empiece a disminuir su generación de energía anual promedio un 1%. Ésta información será valiosa y provechosa a la hora de tener algún inconveniente a la hora de orientación de paneles y así saber que tanto puede afectar en nuestra generación e ingreso.

### 5.5.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA ZONA NORTE

El declive de generación de energía anual del 1% representa aproximadamente 1MWh al año. Algo curioso ocurre en éste análisis, se supondría que los resultados serían los mismos: la misma cantidad de grados tanto para el Suroeste como para el Sureste, pero no ocurrió así en el análisis. Hacia el Sureste, el módulo FV tiene  $-55^\circ$  de movilidad, hasta que éste deje de generar el 1% de su energía promedio; pero hacia el Suroeste, solamente tiene  $45^\circ$ . Esto da a demostrar que hacia el Este la generación es mejor y según los resultados hasta ahorita, esto es correcto; por ende, se puede tener más movilidad hacia el Este que hacia el oeste. En la ilustración #35 se podrá observar el análisis de sensibilidad.



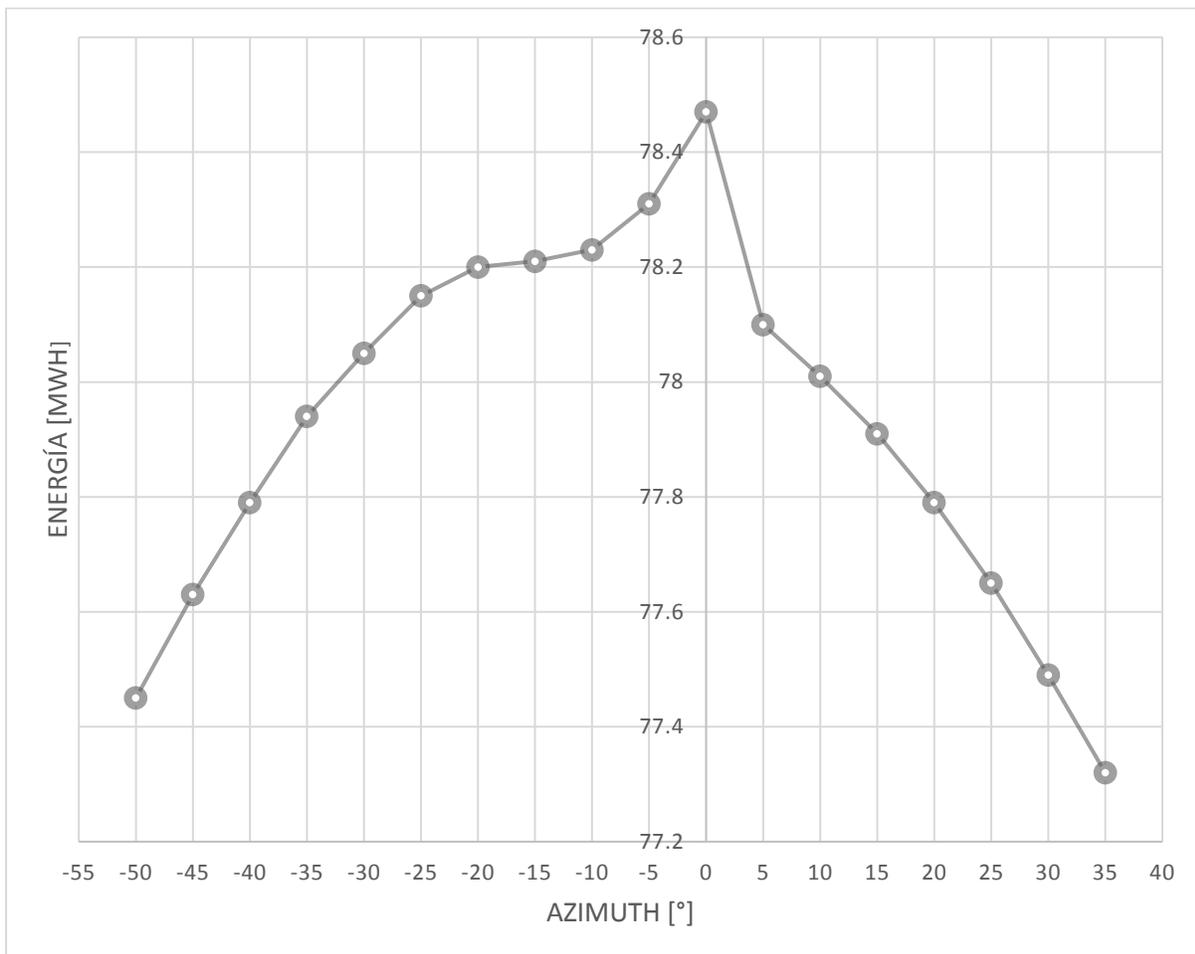
**Ilustración 35. Análisis de Sensibilidad en función de Azimuth para la Zona Norte**

Fuente: Elaboración propia.

### 5.5.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA ZONA SUR

Así mismo como en la zona Norte, el declive de generación de energía anual del 1% representa aproximadamente 1.05MWh al año.

Lo mismo ocurre aquí, existe mejor Irradiancia, por ende, mejor generación de energía hacia el Este que hacia el Oeste, los resultados lo muestran, se tiene más libertad de movilización hacia el Suroeste. Hacia el Sureste, el módulo FV tiene  $-50^\circ$  de movilidad, hasta que éste deje de generar el 1% de su energía promedio; pero hacia el Suroeste, solamente tiene  $35^\circ$ . Esto varió de la zona Norte, hacia el Sureste existen solamente  $5^\circ$  grados de diferencia entre las zonas, pero en el Suroeste hay  $10^\circ$  entre cada una de ellas. En la ilustración #36 se podrá observar el análisis de sensibilidad para la zona Sur de Honduras.



**Ilustración 36. Análisis de Sensibilidad en función de Azimuth para la Zona Sur**

Fuente: Elaboración propia.

## VI. CONCLUSIONES

La investigación realizada ha logrado determinar el azimuth óptimo desde un punto de vista técnico y financiero para un sistema de generación de energía solar fotovoltaica en las zonas Sur y Norte de Honduras. El azimuth óptimo, tanto para la zona Sur y la zona Norte de Honduras, fue determinado por mejores resultados cuatro variables a estudiar: las variables técnicas que fueron la generación de energía y el rendimiento específico; y las variables financieras que fueron el TIR y LCOE. El mejor azimuth o la orientación óptima de una instalación de módulos fotovoltaicos en las zonas de estudio, es completamente hacia el azimuth Sur, o a "0°" tomando el Sur de referencia. Se ha logrado determinar varias conclusiones específicas que han fundamentado la teoría del azimuth óptimo para estas zonas, las siguientes conclusiones se presentaran a continuación.

1. La generación de energía eléctrica y su variación con cada azimuth se evaluó en dos parámetros de estudio, que bien pareciera que se iban a obtener los mismos resultados, pero éste no fue así. Los parámetros fueron:
  - a. La energía anual promedio - para la zona Norte, varió de la siguiente manera: azimuth Sur fue el óptimo con un promedio de generación de 76.89MWh/año, el Este género 3.030% menos, el Oeste 3.766% y el Norte 7.370% menos  
Para la zona Sur, igualmente el azimuth Sur fue el mejor con promedio de 78.24MWh/año, el Este obtuvo 3.321% menos generación, el Oeste 4.356% y el Norte 8.222% menos.
  - b. La energía total generada a lo largo de la vida útil del proyecto - para la zona Norte, el azimuth Sur generó 1,793.74MWh durante 25 años, el este generó 2.972% menos, el Oeste 3.703% y el Norte 7.448%  
Para la zona Sur, el azimuth Sur produjo 1,825.4MWh durante toda su vida útil, el Este género 3.330% menos, el Oeste 4.602% y el Norte 8.121%.
2. El Rendimiento Especifico varió similarmente que la energía generada, obtuvieron casi los mismos porcentajes de varianza: para la zona Norte, el Sur obtuvo un REprom de 1,525.95kWh/kWp, el Este obtuvo un 3.030% menos, el Oeste 3.766% y el Norte 7.370%; para la zona Sur, el azimuth Sur obtuvo 1,552.55kWh/kWp, el Este bajó em 3.321%, el Oeste en 4.356% y el Norte en 8.146%.

3. El Costo Nivelado de la Energía se analizó en dos situaciones de financiamiento distintas, con financiamiento externo y sin financiamiento externo, de igual manera se comportaron similarmente los resultados. A continuación se describen los resultados de cada uno.
  - a. Análisis sin financiamiento externo: para la zona Norte, el azimuth Sur obtuvo un LCOEprom de \$0.1286/kWh, el Este obtuvo un 3.135% más alto, el Oeste 3.912% y al Norte le habrá costado 7.974% más que al azimuth Sur  
Para la zona Sur, el azimuth Sur obtuvo un LCOEprom de \$0.1264/kWh, el Este obtuvo un 3.444% más caro, el Oeste un 4.571% y el Norte 8.865%.
  - b. Análisis con financiamiento externo: para la zona Norte, el azimuth Sur obtuvo un LCOEprom de \$0.1377/kWh, el Este obtuvo un 3.116% más alto, el Oeste 3.309% y al Norte le habrá costado 7.962% más que al azimuth Sur  
Para la zona Sur, el azimuth Sur obtuvo un LCOEprom de \$0.1353/kWh, el Este obtuvo un 3.434% más caro, el Oeste un 4.570% y el Norte 8.844%.
4. La Tasa Interna de Retorno se evaluó de la misma manera que el LCOE, en dos escenarios, con y sin financiamiento externo.
  - a. Análisis sin financiamiento externo: para la zona Norte, el azimuth Sur obtuvo una TIRprom de 21.10%, el Este obtuvo un 2.951% menos, el Oeste 3.688% y al Norte 7.258% menos que al azimuth Sur.  
Para la zona Sur, el azimuth Sur obtuvo una TIR de 21.462%, el Este obtuvo un 2.839% menos, el Oeste un 4.257% y el Norte 7.994%.
  - b. Análisis con financiamiento externo: para la zona Norte, el azimuth Sur obtuvo una TIRprom de 30.224%, el Este obtuvo un 4.557% menos, el Oeste 5.668% y al Norte 11.781% menos que al azimuth Sur.  
Para la zona Sur, el azimuth Sur obtuvo una TIR de 31.043%, el Este obtuvo un 5% menos, el Oeste un 6.587% y el Norte 12.122%.
5. Se dio por concluido que toda la teoría y bibliografía externa utilizada en el país para la instalación y orientación de módulos fotovoltaicos en superficies planas es correcta y precisa. El azimuth óptimo para las zonas de estudio de Honduras si es el azimuth Sur, le sigue el Este, después el Oeste y por último el Norte.

6. Del análisis de sensibilidad que fue realizado, se dio a conocer hasta que Azimuth [°], partiendo del azimuth Sur ( $0^{\circ}$ ) se puede orientar un módulo fotovoltaico hasta que este comience a disminuir su generación en un 1%. Se analizaron hacia las dos orientaciones posibles, hacia el Sureste y Suroeste.
  - a. Zona Norte:  $-55^{\circ}$  hacia el Sureste y  $45^{\circ}$  hacia el Suroeste.
  - b. Zona Sur:  $-50^{\circ}$  hacia el Sureste y  $35^{\circ}$  hacia el Suroeste.

## **VII. RECOMENDACIONES**

La presente investigación se encontró con varias limitaciones, la mayor de ellas fue el tiempo otorgado para su desarrollo. Se pudo haber realizado un estudio más completo si ésta investigación se hubiese realizado en todo el país de Honduras, así mismo para obtener datos reales de todo el país. Así mismo, evaluar y simular varios escenarios de potencias instaladas. A pesar de estas limitaciones, se lograron cumplir todos los objetivos planteados.

Se recomienda utilizar potencias instaladas para instalaciones residenciales, comerciales e industriales, así mismo para parques o granjas solares, para el estudio de como varían estos. También se recomienda el estudio del resto de las regiones de Honduras. Así mismo se podrá enriquecer la investigación si se utiliza diferentes ratios DC/AC para poder analizar cómo afecta en los resultados.

Se puede enriquecer la investigación aún más si se estudia el performance ratio en las variables técnicas.

Se recomienda que los parámetros financieros a evaluar sigan siendo el LCOE y TIR, pero también se agregue el VAN.

## **VII. APLICABILIDAD/IMPLEMENTACIÓN**

La investigación de Evaluación del Azimuth óptimo en las zonas Sur y Norte de Honduras puede ser implementada en el diseño de un sistema solar fotovoltaico, tanto para el estudio de pre factibilidad, factibilidad o una propuesta para clientes; se puede probar que con la óptima orientación de estos módulos FV, el inversionista aprovechará al máximo su capital y, y obtendrá la mayor rentabilidad posible del proyecto con un retorno de inversión en menos tiempo. El análisis de sensibilidad puede venir a ser una ayuda o referencia para saber hasta que Azimuth se le puede mover al módulo FV en una instalación hasta que empiece a representar pérdidas financieras; éste en caso de ser un escenario que no se puede ubicar los módulos completamente hacia el azimuth Sur, que es el óptimo.

## **IX. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL/TRABAJO FUTURO**

La presente investigación tomó como consideración que toda la energía generada sería para venta de la misma, no se consideró un análisis para autoconsumo o proyectos residenciales. También no incluyó otras variables, como los diferentes ratios DC/AC, variar las potencias DC instaladas, las áreas o regiones restantes del país y por ultimo no se tomó en cuenta la marca y potencia de los módulos y/o inversores. Para la próxima etapa, se pueden incluir todas estas variables dejadas afuera en la investigación realizada y realizar la misma investigación para autoconsumo.

## X. BIBLIOGRAFÍA

- AEMET. (2015). *Generacion distribuida y su potencial aplicacion en el mundo*.
- AG, S. S. (2015). *Coeficiente de Rendimiento*. Madrid.
- Andre & Castro, L. (2015). *Las energias renovables en el ambito internacional* . Cuek.
- Andre, F. (2010). *La electricidad detras de modulos fotovoltaicos* . NAKI.
- Anguilar, J. D. (2018). *FV Growth & Development*. VNIVE .
- Aplicano, J. (2017). *Caracteristicas tecnicas de Modulos FV*. Autosolar.
- Aubrecht, G. (2012). *Renewable Energy: is the future in nuclear?* LM.
- Bellini, E. (2018). *Energia Solar: Alternativa creciente en Honduras*.
- BIODISOL. (2017). *Energia Solar y su auge en el mundo* .
- Blanco Cano & Xochitl, E. (2013). *El sol Nuestra Estrella*. DF.
- Canadian Solar, K. (28 de 10 de 2019). *Canadian Solar* . Obtenido de <https://www.canadiansolar.com> > upload
- Casas, R. (2011). *Sistemas Fotovoltaicos* . Madrid: EDITEX.
- CENSOLAR. (2012). *Diseño y cableado de una Planta FV*. ELSEVIER.
- CEPAL. (2018). *Informe Mensual* .
- CEPAL. (2019). *Informe Anual* .
- CONERCOM. (2019). *Especificaciones Tecnicas Sistemicas FV*. La Plata .
- David, L. (2018). *¿Cómo Estimar el Periodo de Retorno de un Sistema Solar Fotovoltaico?* Quito: Rexel.
- Diaz & Carmona, T. (2011). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. McGrawHill.
- Diaz, J. (2013). *ORGANIZACION Y CONTROL MANTENIMIENTO INSTALACION SOLAR*. ViloriBooks.
- Disprel, R. (2019). *The System*. Obtenido de [https://www.rittal.com/es-es/content/es/support/technischeswissen/qminformiert/schutzarten/nema/nema\\_1.jsp](https://www.rittal.com/es-es/content/es/support/technischeswissen/qminformiert/schutzarten/nema/nema_1.jsp)
- EPIAA. (04 de 2017). *Global Market Outlook for Photovoltaics*. Obtenido de [www.epiaa.org/fieladming/GMO-2017](http://www.epiaa.org/fieladming/GMO-2017)
- FalkoUeckerdt. (15 de 12 de 2013). *System LCOE: What are the costs of variable renewables?* Paris, Francia: Elsevier.

- Flores, C. (04 de 2017). *Ingenieria Energetica LatAm*. Obtenido de El futuro energetico de America Latina.
- Folsom Labs. (2016).
- Fouquet, D. (2013). Policy Instruments for Renewable Energy. Renewable Energy.
- Friedhelm, L. (2019). *NEMA Protection*. Obtenido de [https://www.rittal.com/es-es/content/es/support/technischeswissen/qminformiert/schutzarten/nema/nema\\_1.jsp](https://www.rittal.com/es-es/content/es/support/technischeswissen/qminformiert/schutzarten/nema/nema_1.jsp)
- Fylladitakis & Emmanouil, D. (2014). Radiacion solar sobre superficie inclinadas. Queretaro .
- Golden, M. (03 de 2015). *National Renewable Energy Laboratory* .
- Grana, P. (08 de 07 de 2016). *Solar inverters and clipping: What DC/AC inverter load ratio is ideal?* Obtenido de <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/07/solar-inverters-clipping-dcac-inverter-load-ratio-ideal/>
- Guarderas & Caamaño, M. (2013). Revision y mejora de procedimientos de dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para aplicacion a localidades de la regiones intertropical y tropical. . Madrid: Politat.
- Herraiz, C. E. (11 de 2017). *Softwares y su aplicacion FV*. Obtenido de <http://pfcherramientassfv.com/p/otros-software.html>
- HISOUR. (12 de 2014). *Energy Academics & Physics2014*. Obtenido de <https://www.hisour.com/es/nominal-power-in-photovoltaic-39514/>
- IDAE. (2016). *Manuales de Energias Renovables*. IMRE.
- Jimenez, J. M. (2018). *Energia solar termica*.
- Jutglar, J. (2018). *Solar World Radiation*. McGrawHill.
- Khoo & Reind & Aberle, A. (2014). Optimal Orientation and Tilt Angle for Maximizing in Plane solar Irradiation for PV Applications . Singapore.
- Kiewit, L. (2018). *Photovoltaic Installations*. Bristow & Campbell.
- Labeo, S. (2005). *Contribucion al Desarrollo de Metodos para la electrificacion Rural* . Madrid.
- Lanzuela, F. (2010). *La radiacion solar en el mundo*. Comillas: Pontifica.
- Li & Lam, T. (2016). *Solar Radiance Data*. Shanghai .
- Liu & Jordan, T. (2009). *Determining the Optimum Tilt Angle and Azimuth for Solar energy Collection Bases on Measured Solar Radiance Data*. International Journal of Photoenergy.

- Lombardo, T. (2015). *An integrated PV Design Tool*. Obtenido de <https://www.engineering.com/DesignerEdge/DesignerEdgeArticles/ArticleID/7045/Helioscope-An-Integrated-Photovoltaic-Design-Tool.aspx>
- Madrid, G. (2014). *Ingeniería Fotovoltaica y aplicación*. Valencia.
- Maisch, M. (10 de 2019). *Innergy Electric*. Obtenido de <https://innergy-global.com/es/innergy->
- Meril, P. (2017). *INSTALADOR DE SISTEMAS PARA SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD POR ENERGÍA SOLAR*. Obtenido de [/82315718-01-Clase-El-Sol-Azimuth-y-Altura-Solar%20\(1\).pdf](#)
- Mohr, F. H. (04 de 06 de 2014). *MERCADOS ELÉCTRICOS*. Obtenido de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega%20final%20LCOE%20LACE.htm>
- Moro, F. (2012). *Energía Solar Fotovoltaica*. Lima.
- Mosquera, P. (2019). *Indicadores Energéticos Mundiales*. UPECCA.
- NEC. (2010). *Energías renovables: normas de construcción*.
- NEMA. (2018).
- Oñate, F. (2014). *Mecanismo para la promoción de energía renovable no convencional*. Quito: EPN.
- Peña, C. (06 de 2018). *Global Energy Forecast*. Obtenido de [www.mercomcapital.com/global-forecast-a-brighteousoutlook](http://www.mercomcapital.com/global-forecast-a-brighteousoutlook)
- Perales, A. (2010). *Materiales metálicos*.
- Perez & Michalsky & Johnson, R. (1999). *Modelado de Energía FV*. Philadelphia: Simus.
- Pinos & Perez, S. (2017). *Parametrización de Sistemas Eléctricos Fotovoltaicos*. Cuenca.
- Pons, R. (2017). *Entendiendo el Azimut y la Elevación*. Obtenido de <https://www.photopills.com/es/articulos/entendiendo-el-azimut-la-elevacion>
- Rodney, P. I. (2005). *Global Solar Energy*.
- Rodríguez, C. G. (2014). Artículo Dimensionado mediante simulación de sistemas de energía solar fotovoltaica aplicados a la electrificación rural y urbana. *Renewable Energy*, 13-21.
- Salgado, J. M. (2012). *Compendio de energía solar: Térmica, Fotovoltaica y Termoeléctrica*. Ediciones Mundi-Prensa.
- Sampieri Hernández, R. F. (2010). *Metodología de la Investigación*. México: McGrawHill.
- Sardinero, I. (2010). *Instalaciones Eléctricas*. Madrid.
- Tabasca & Montilla, A. (2019). *Energía Solar como alternativa futurista*. Jalisco.

Tous, M. R. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: Book Prent.

Vasquez, P. (02 de 2017). *Forbes Mexico* . Obtenido de <https://www.forbes.com.mx/honduras-lidera-produccion-de-energia-solar-en-centroamerica/>

Vera & Ferreira, J. (04 de 2013). *Universidad Javeriana* . Obtenido de Bogota : [repository.javeriana.edu.ec/handle/10544](http://repository.javeriana.edu.ec/handle/10544)

Walter, D. B. (2011). *Ingeniería solar en procesos termicos* . NY: Worek.

WEO, W. E. (2019). *Informe de Octubre 2019*.

## XI. ANEXOS

### Anexo 1. Ficha Técnica y Financiera del Proyecto Fotovoltaico

Parámetros Técnicos	
Módulos (126)	Canadian Solar Monocristalinos 400W
Inversor (1)	Huawei Technologies 40kW 3Ø
Potencia DC instalada	50.4kW
Potencia AC instalada	40kW
Ratio DC/AC	1.26
Grados de Inclinación	15°
Tipo de instalación	Conectado a Red
Área de módulos	280m <sup>2</sup>
Ubicaciones Geográficas	Choluteca (16), Cortés (12)
Parámetros Financieros	
Tasa de Descuento [%]	10%
Costo Unitario [\$/W]	\$1.80
Tasa de Inflación	1.50%
Costo O&M [\$/kW]	\$8
Tarifa Eléctrica [\$/kWh]	\$0.21
Incremento en tarifa anual [%]	8%
Esquema de Financiamiento	70% - Préstamo y 30% - Fondos Propios
Plazo de préstamo [años]	10
Tasa de Interés del Préstamo	9%

## Anexo 2. Reporte PVSyst de Choluteca, azimuth Sur

PVSYST V6.85		14/11/19		Page 1/5				
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>								
<b>Project :</b> Choluteca								
<b>Geographical site</b>		El Zapotillo		Country Honduras				
<b>Situation</b>		Latitude 13.33° N		Longitude -87.14° W				
Time defined as		Legal Time Time zone UT-6		Altitude 62 m				
Albedo		0.20						
<b>Meteo data:</b>		El Zapotillo Meteorom 7.2 (2000-2009), Sat=100% - Synthetic						
<b>Simulation variant :</b> sur								
Simulation date		14/11/19 21h46						
Simulation for the		1st year of operation						
<b>Simulation parameters</b>		System type No 3D scene defined, no shadings						
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt 15°		Azimuth 0°				
<b>Models used</b>		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteorom				
<b>Horizon</b>		Free Horizon						
<b>Near Shadings</b>		No Shadings						
<b>User's needs :</b>		Unlimited load (grid)						
<b>PV Array Characteristics</b>								
<b>PV module</b>		Si-mono Model CS1U - 400MS 1600V						
Original PVSyst database		Manufacturer Canadian Solar Inc.						
Number of PV modules		In series 18 modules		In parallel 7 strings				
Total number of PV modules		Nb. modules 126		Unit Nom. Power 400 Wp				
Array global power		Nominal (STC) 60.4 kWp		At operating cond. 45.8 kWp (50°C)				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 717 V		I mpp 64 A				
Total area		Module area 280 m²		Cell area 251 m²				
<b>Inverter</b>		Model SUN2000-40KTL-480Vao-JP						
Original PVSyst database		Manufacturer Huawei Technologies						
Characteristics		Operating Voltage 200-1000 V		Unit Nom. Power 40.0 kWac				
		Max. power (=>45°C) 46.0 kWac						
<b>Inverter pack</b>		Nb. of inverters 1 units		Total Power 40 kWac				
		Pnom ratio 1.26						
<b>PV Array loss factors</b>								
<b>Thermal Loss factor</b>		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s				
<b>Wiring Ohmic Loss</b>		Global array res. 187 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC				
<b>Module Quality Loss</b>		Loss Fraction -0.3 %						
<b>Module Mismatch Losses</b>		Loss Fraction 1.0 % at MPP						
<b>Strings Mismatch loss</b>		Loss Fraction 0.10 %						
<b>Module average degradation</b>		Year no 1		Loss factor 0.4 %/year				
<b>Mismatch due to degradation</b>		Imp RMS dispersion 0.4 %/year		Vmp RMS dispersion 0.4 %/year				
<b>Incidence effect (IAM): User defined profile</b>								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000

PVSyst Revision mode

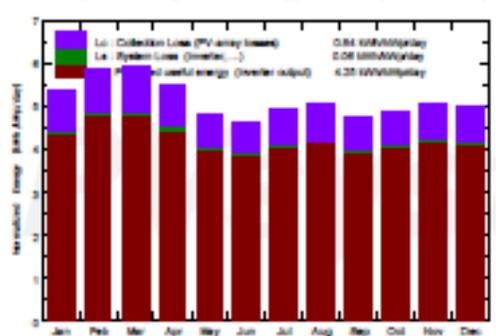
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** Choluteca  
**Simulation variant :** sur  
 Simulation for the 1st year of operation

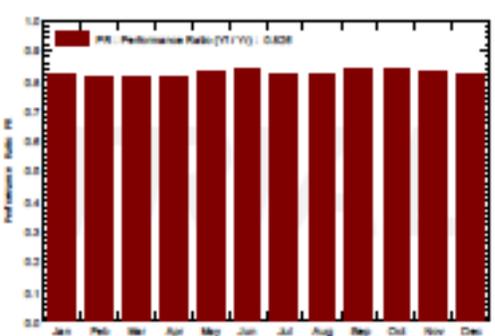
<b>Main system parameters</b>		<b>System type</b>	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		tilt	15°	azimuth 0°
PV modules		Model	C-S1U - 400MS 1500V	P <sub>nom</sub> 400 Wp
PV Array		Nb. of modules	126	P <sub>nom</sub> total <b>60.4 kWp</b>
Inverter		Model	SUN2000-40KTL-480Vac-JP	P <sub>nom</sub> 40.0 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

<b>Main simulation results</b>			
System Production	<b>Produced Energy</b>	<b>78.17 MWh/year</b>	<b>Specific prod.</b> 1551 kWh/kWp/year
	<b>Performance Ratio PR</b>	<b>82.62 %</b>	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 60.4 kWp



Performance Ratio PR



#### sur Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
<b>January</b>	146.0	58.10	29.65	165.7	162.7	6.982	6.890	0.825
<b>February</b>	149.7	59.41	30.29	163.6	160.8	6.837	6.747	0.818
<b>March</b>	177.4	70.35	31.39	183.1	179.7	7.592	7.491	0.812
<b>April</b>	167.4	80.48	31.55	164.5	161.0	6.870	6.781	0.818
<b>May</b>	158.0	90.60	30.43	149.0	145.1	6.329	6.248	0.832
<b>June</b>	151.1	85.58	28.64	139.9	136.2	6.003	5.926	0.841
<b>July</b>	164.9	69.81	29.90	152.8	148.9	6.436	6.352	0.825
<b>August</b>	163.2	79.58	30.30	156.8	152.9	6.605	6.520	0.825
<b>September</b>	141.3	71.38	28.16	142.4	139.3	6.069	5.989	0.834
<b>October</b>	142.8	72.28	28.36	151.5	148.3	6.456	6.373	0.834
<b>November</b>	135.7	56.48	28.81	152.3	149.4	6.453	6.370	0.830
<b>December</b>	135.0	54.70	29.83	155.5	152.7	6.564	6.479	0.827
<b>Year</b>	<b>1832.5</b>	<b>848.77</b>	<b>29.78</b>	<b>1877.3</b>	<b>1836.9</b>	<b>79.195</b>	<b>78.166</b>	<b>0.826</b>

- Legends:**
- GlobHor    Horizontal global irradiation
  - DiffHor    Horizontal diffuse irradiation
  - T\_Amb      T amb.
  - GlobInc    Global incident in coll. plane
  - GlobEff    Effective Global, corr. for IAM and shadings
  - EArray    Effective energy at the output of the array
  - E\_Grid    Energy injected into grid
  - PR        Performance Ratio

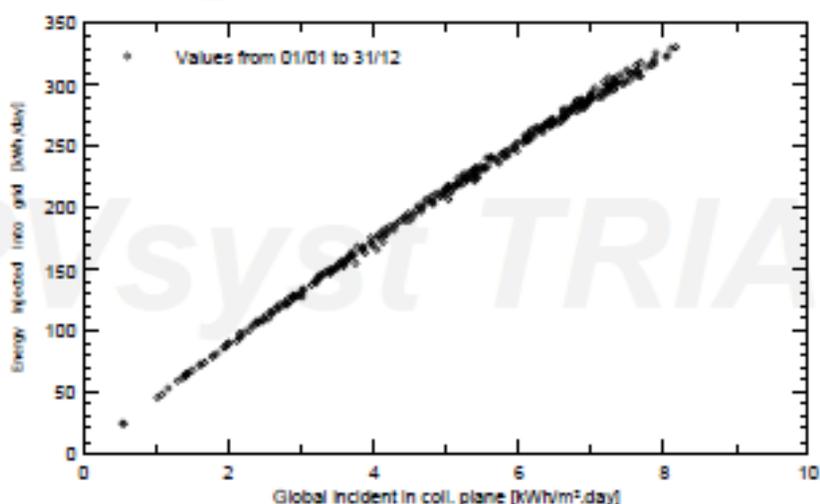
Pvsys! Installation mode

### Grid-Connected System: Special graphs

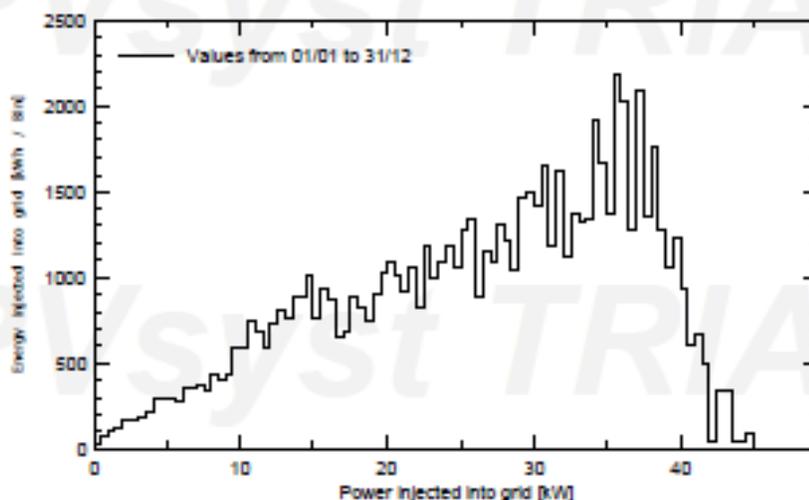
**Project :** Choluteca  
**Simulation variant :** sur  
 Simulation for the 1st year of operation

<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS1U - 400MS 1500V	Pnom 400 Wp
PV Array	Nb. of modules	126	Pnom total 60.4 kWp
Inverter	Model	SUN2000-40KTL-480Vac-JP	Pnom 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

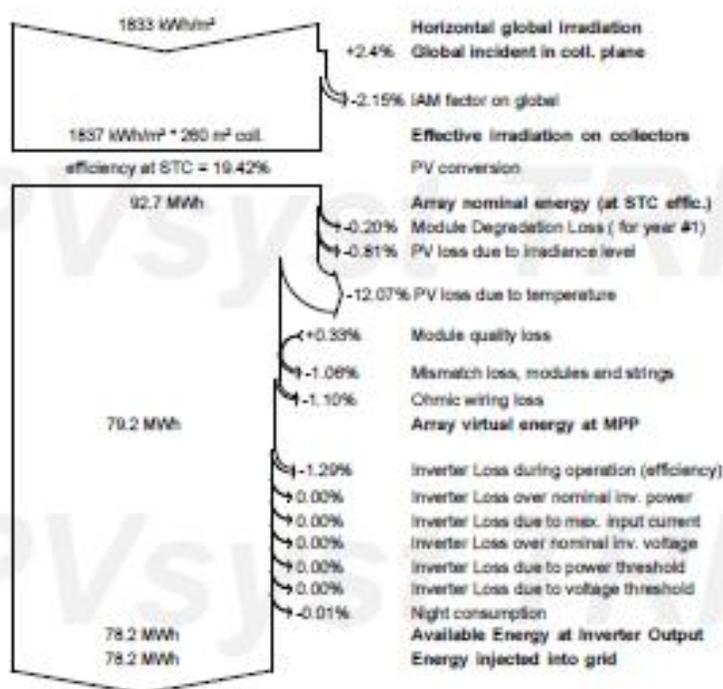


### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Choluteca  
**Simulation variant :** sur  
 Simulation for the 1st year of operation

<b>Main system parameters</b>	System type	No 3D scene defined, no shading	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	C-S1U - 400MS 1500V	Pnom 400 Wp
PV Array	Nb. of modules	126	Pnom total 60.4 kWp
Inverter	Model	SUN2000-40KTL-480VAC-JP	Pnom 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

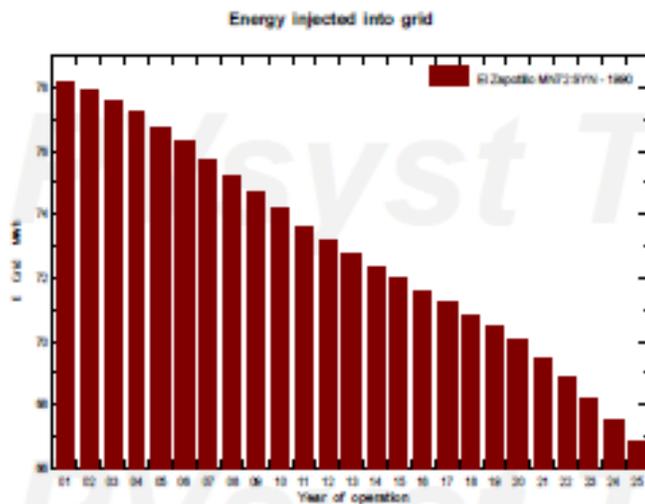


### Grid-Connected System: Ageing Tool

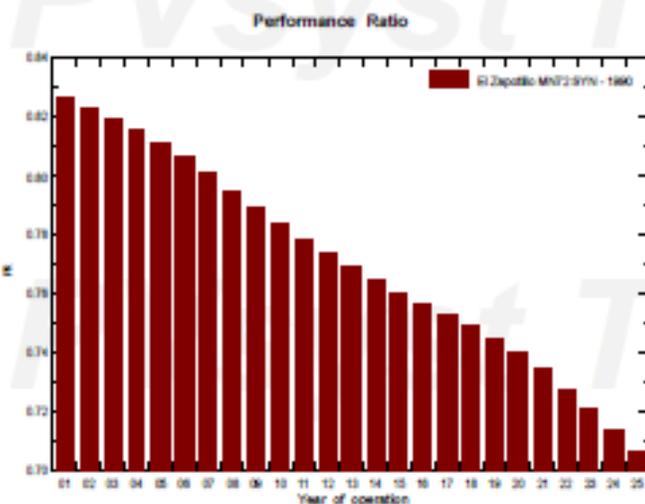
**Project :** Choluteca  
**Simulation variant :** sur  
 Simulation for the 1st year of operation

<b>Main system parameters</b>	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	C91U - 400MS 1500V	Pnom 400 Wp
PV Array	Nb. of modules	126	Pnom total 60.4 kWp
Inverter	Model	SUN2000-40KTL-480Vac-JP	Pnom 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

<b>Ageing Parameters</b>	Time span of simulation	25 years		
Module average degradation	Loss factor	0.4 %/year		
Mismatch due to degradation	Imp RMS dispersion	0.4 %/year	Vmp RMS dispersion	0.4 %/year
Meteo used in the simulation				
#1 El Zapotillo MN72 SYN	Years	1990	Years simulated	1-25



Year	#1	#1	#1
	E Grid	PR	PR loss
	MWh	%	%
1	78.2	0.826	0%
2	77.9	0.823	-0.4%
3	77.5	0.819	-0.8%
4	77.2	0.815	-1.3%
5	76.8	0.811	-1.8%
6	76.5	0.808	-2.4%
7	76.2	0.805	-3.1%
8	75.9	0.802	-3.8%
9	75.6	0.798	-4.5%
10	75.3	0.796	-5.1%
11	75.0	0.793	-5.8%
12	74.7	0.791	-6.4%
13	74.4	0.788	-7.1%
14	74.1	0.785	-7.8%
15	73.8	0.783	-8.4%
16	73.5	0.780	-9.1%
17	73.2	0.777	-9.8%
18	72.9	0.774	-10.4%
19	72.6	0.771	-11.1%
20	72.3	0.768	-11.8%
21	72.0	0.765	-12.5%
22	71.7	0.762	-13.2%
23	71.4	0.759	-13.9%
24	71.1	0.756	-14.6%
25	70.8	0.753	-15.3%



PVSYST Simulation mode

Anexo 3. Reporte PVSyst de San Pedro Sula, azimuth Norte

PVSYST V6.85		14/11/19		Page 1/5																			
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>																							
<b>Project : San Pedro Sula</b>																							
<b>Geographical Site</b>		<b>Buenos Aires</b>		<b>Country Honduras</b>																			
<b>Situation</b>		Latitude 15.52° N		Longitude -88.00° W																			
Time defined as		Legal Time Time zone UT-6		Altitude 54 m																			
<b>Meteo data:</b>		<b>Buenos Aires</b>		Meteonorm 7.2 (2000-2009), Sat=100% - Synthetic																			
<b>Simulation variant : norte</b>																							
Simulation date		14/11/19 00h09																					
Simulation for the		1st year of operation																					
<b>Simulation parameters</b>																							
System type		No 3D scene defined, no shadings																					
Collector Plane Orientation		Tit 15°		Azimuth 180°																			
Models used		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm																			
Horizon		Free Horizon																					
Near Shadings		No Shadings																					
User's needs :		Unlimited load (grid)																					
<b>PV Array Characteristics</b>																							
PV module		Si-mono Model CS1U - 400MS 1600V																					
Original PVSyst database		Manufacturer Canadian Solar Inc.																					
Number of PV modules		In series 18 modules		In parallel 7 strings																			
Total number of PV modules		Nb. modules 126		Unit Nom. Power 400 Wp																			
Array global power		Nominal (STC) 60.4 kWp		At operating cond. 45.8 kWp (50°C)																			
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 717 V		I mpp 64 A																			
Total area		Module area 280 m²		Cell area 251 m²																			
<b>Inverter</b>																							
Original PVSyst database		Model SUN2000-40KTL-480Vao-JP																					
Characteristics		Manufacturer Huawei Technologies		Operating Voltage 200-1000 V																			
		Unit Nom. Power 40.0 kWac		Max. power (=>45°C) 46.0 kWac																			
Inverter pack		Nb. of Inverters 1 units		Total Power 40 kWac																			
				Prnom ratio 1.26																			
<b>PV Array loss factors</b>																							
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																			
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 187 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC																			
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.3 %																			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP																			
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %																			
Module average degradation		Year no 1		Loss factor 0.4 %/year																			
Mismatch due to degradation		Imp RMS dispersion 0.4 %/year		Vmp RMS dispersion 0.4 %/year																			
Incidence effect (IAM): User defined profile																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>10°</th> <th>20°</th> <th>30°</th> <th>40°</th> <th>50°</th> <th>60°</th> <th>70°</th> <th>80°</th> <th>90°</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>0.990</td> <td>0.990</td> <td>0.970</td> <td>0.920</td> <td>0.760</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table>						10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°															
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000															

Pvsyst Simulation mode

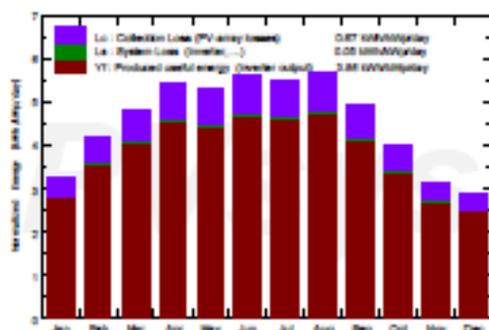
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** San Pedro Sula  
**Simulation variant :** norte  
 Simulation for the 1st year of operation

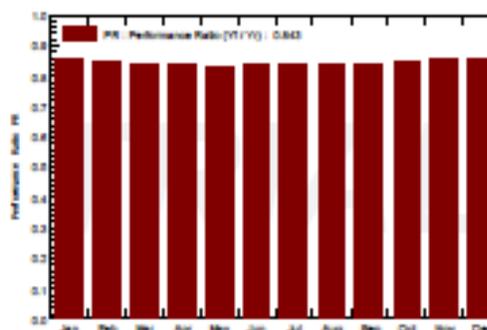
<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b> No 3D scene defined, no shadings
PV Field Orientation	tilt 15° azimuth 180°
PV modules	Model C-S1U - 400MS 1500V Pnom 400 Wp
PV Array	Nb. of modules 126 Pnom total 60.4 kWp
Inverter	Model SUN2000-40KTL-480Vac-JP Pnom 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)

**Main simulation results**  
 System Production Produced Energy 70.83 MWh/year Specific prod. 1407 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 84.31 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 60.4 kWp



Performance Ratio PR



**norte**

**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	123.1	53.59	23.55	100.9	97.0	4.426	4.368	0.859
February	137.3	58.90	24.90	118.1	114.5	5.136	5.070	0.852
March	162.5	73.33	26.53	149.5	145.8	6.429	6.346	0.842
April	166.4	83.99	27.50	162.5	158.7	6.960	6.872	0.839
May	163.1	78.58	28.72	165.2	161.8	7.020	6.930	0.832
June	163.8	83.70	28.21	168.7	165.3	7.216	7.124	0.838
July	167.8	85.94	28.13	171.6	168.0	7.345	7.252	0.839
August	177.8	86.81	28.30	176.1	172.1	7.524	7.430	0.837
September	157.3	74.43	27.99	148.3	144.6	6.346	6.264	0.838
October	139.5	66.27	26.98	124.4	120.6	5.374	5.305	0.846
November	111.2	60.13	24.72	94.0	90.6	4.123	4.068	0.859
December	108.8	59.31	24.30	90.1	86.7	3.953	3.899	0.859
Year	1778.5	864.99	26.66	1669.3	1625.7	71.852	70.928	0.843

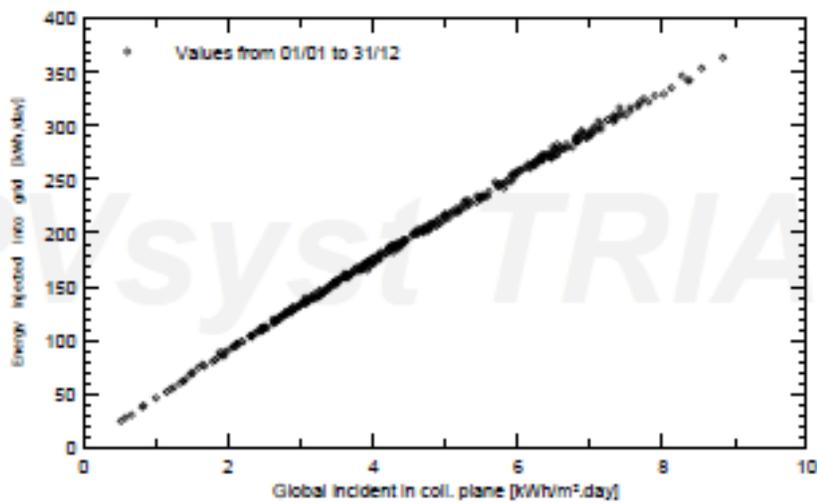
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation      GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation      EArray Effective energy at the output of the array  
 T\_Amb T amb.      E\_Grid Energy injected into grid  
 GlobInc Global incident in coll. plane      PR Performance Ratio

### Grid-Connected System: Special graphs

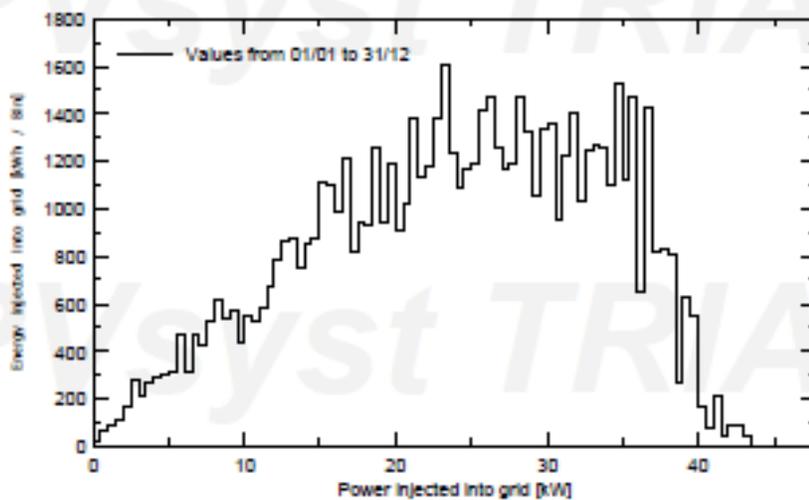
**Project :** San Pedro Sula  
**Simulation variant :** norte  
 Simulation for the 1st year of operation

<b>Main system parameters</b>	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 180°
PV modules	Model	CS1U - 400MS 1500V	Pnom 400 Wp
PV Array	Nb. of modules	126	Pnom total 60.4 kWp
Inverter	Model	SUN2000-40KTL-480Vac-JP	Pnom 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



PVsyd Evaluation mode

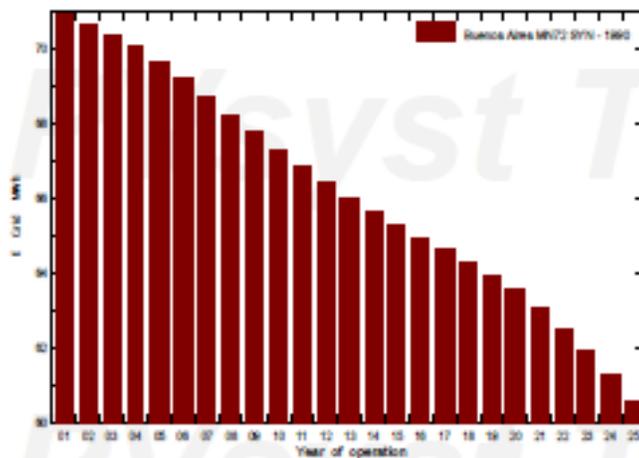
### Grid-Connected System: Ageing Tool

**Project :** San Pedro Sula  
**Simulation variant :** norte  
 Simulation for the 1st year of operation

<b>Main system parameters</b>	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 180°
PV modules	Model	CS-1U - 400MS 1500V	Pnom 400 Wp
PV Array	Nb. of modules	126	Pnom total 60.4 kWp
Inverter	Model	SUN2000-40KTL-480Vac-JP	Pnom 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

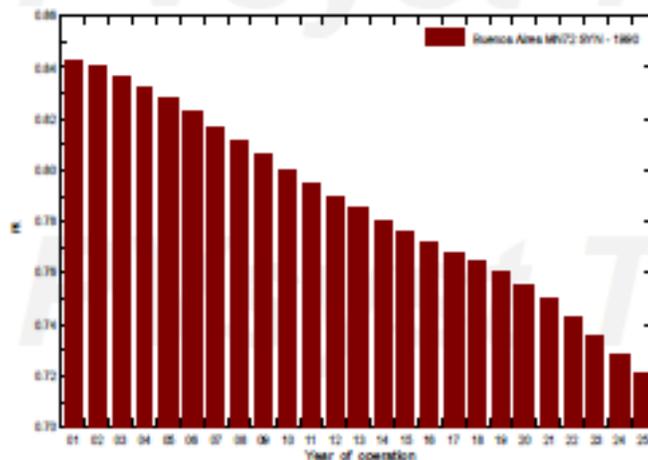
<b>Ageing Parameters</b>	Time span of simulation	25 years		
Module average degradation	Loss factor	0.4 %/year		
Mismatch due to degradation	Imp RMS dispersion	0.4 %/year	Vmp RMS dispersion	0.4 %/year
Meteo used in the simulation				
#1 Buenos Aires MN72 SYN	Years	1990	Years simulated	1-25

Energy injected into grid



Year	E_Grid	PR	PR loss
	MWh		%
1	75.9	0.943	0%
2	75.7	0.94	-0.4%
3	75.4	0.936	-0.8%
4	75	0.932	-1.3%
5	74.5	0.928	-1.8%
6	74.2	0.925	-2.4%
7	73.9	0.922	-3.1%
8	73.5	0.918	-3.8%
9	73.2	0.915	-4.5%
10	72.8	0.911	-5.1%
11	72.4	0.907	-5.8%
12	72	0.903	-6.4%
13	71.6	0.9	-7.1%
14	71.2	0.896	-7.8%
15	70.8	0.892	-8.4%
16	70.4	0.888	-9.1%
17	70	0.884	-9.8%
18	69.6	0.88	-10.4%
19	69.2	0.876	-11.1%
20	68.8	0.872	-11.8%
21	68.4	0.868	-12.5%
22	68	0.864	-13.2%
23	67.6	0.86	-13.9%
24	67.2	0.856	-14.6%
25	66.8	0.852	-15.3%

Performance Ratio



#### Anexo 4. Datos Técnicos generados por PVSyst

Municipio	Generación Anual Promedio [MWh/año]	Generación Total en 25 Años [MWh]	Rendimiento Específico [kWh/kWp]
Zona Norte			
Puerto Cortés - Sur	77.95	1,817.70	1,546.63
Puerto Cortés - Este	75.47	1,760.00	1,497.42
Puerto Cortés - Oeste	74.65	1,740.50	1,481.15
Puerto Cortés - Norte	71.73	1,672.50	1,423.21
Omoa - Sur	77.14	1,798.30	1,530.56
Omoa - Este	74.5	1,738.50	1,478.17
Omoa - Oeste	74.24	1,730.90	1,473.02
Omoa - Norte	71.16	1,659.30	1,411.90
San Pedro Sula - Sur	76.85	1,792.00	1,524.80
San Pedro Sula - Este	74.34	1,733.20	1,475.00
San Pedro Sula - Oeste	73.84	1,721.70	1,465.08
San Pedro Sula - Norte	70.93	1,653.70	1,407.34
Choloma - Sur	77.44	1,805.70	1,536.51
Choloma - Este	74.98	1,748.40	1,487.70
Choloma - Oeste	74.42	1,735.20	1,476.59
Choloma - Norte	71.51	1,667.30	1,418.85
La Lima - Sur	77.18	1,799.70	1,531.35
La Lima - Este	74.88	1,745.90	1,485.71
La Lima - Oeste	73.99	1,752.20	1,468.06
La Lima - Norte	71.27	1,661.80	1,414.09
Villanueva - Sur	76.73	1,789.40	1,522.42
Villanueva - Este	74.4	1,735.00	1,476.19
Villanueva - Oeste	73.95	1,724.60	1,467.26
Villanueva - Norte	71.21	1,660.00	1,412.90
San Manuel - Sur	76.74	1,789.40	1,522.62
San Manuel - Este	74.37	1,733.90	1,475.60
San Manuel - Oeste	73.98	1,725.10	1,467.86
San Manuel - Norte	71.2	1,660.00	1,412.70
Pimienta - Sur	76.66	1,787.60	1,521.03
Pimienta - Este	74.39	1,735.00	1,475.99
Pimienta - Oeste	73.92	1,723.00	1,466.67
Pimienta - Norte	71.15	1,658.70	1,411.71
Potreriillos - Sur	76.49	1,783.60	1,517.66
Potreriillos - Este	74.15	1,728.60	1,471.23
Potreriillos - Oeste	73.85	1,722.30	1,465.28
Potreriillos - Norte	71.09	1,657.50	1,410.52
San Antonio de Cortés - Sur	77.43	1,810.40	1,536.31

San Antonio de Cortés - Este	75.4	1,774.30	1,496.03
San Antonio de Cortés - Oeste	74.75	1,735.20	1,483.13
San Antonio de Cortés - Norte	72.22	1,664.80	1,432.94
San Francisco de Yojoa - Sur	76.37	1,780.90	1,515.28
San Francisco de Yojoa - Este	74.17	1,729.70	1,471.63
San Francisco de Yojoa - Oeste	73.49	1,713.60	1,458.13
San Francisco de Yojoa - Norte	70.83	1,651.40	1,405.36
Santa Cruz de Yojoa - Sur	75.92	1,770.20	1,506.35
Santa Cruz de Yojoa - Este	73.88	1,722.60	1,465.87
Santa Cruz de Yojoa - Oeste	73.06	1,703.50	1,449.60
Santa Cruz de Yojoa - Norte	70.58	1,654.60	1,400.40
Zona Sur			
Choluteca - Sur	78.17	1,822.60	1,550.99
Choluteca - Este	75.58	1,762.50	1,499.60
Choluteca - Oeste	74.68	1,740.40	1,481.75
Choluteca - Norte	71.57	1,672.73	1,420.04
Apacilagua - Sur	78.48	1,829.90	1,557.14
Apacilagua - Este	75.56	1,761.70	1,499.21
Apacilagua - Oeste	75.06	1,750.30	1,489.29
Apacilagua - Norte	71.82	1,674.30	1,425.00
Concepcion de María - Sur	75.59	1,762.50	1,499.80
Concepcion de María - Este	73.18	1,706.10	1,451.98
Concepcion de María - Oeste	72.43	1,688.60	1,437.10
Concepcion de María - Norte	69.69	1,624.80	1,382.74
Duyure - Sur	81.77	1,906.80	1,622.42
Duyure - Este	79.31	1,849.30	1,573.61
Duyure - Oeste	78.01	1,819.00	1,547.82
Duyure - Norte	75.16	1,752.60	1,491.27
El Corpus- Sur	77.35	1,803.70	1,534.72
El Corpus - Este	75.1	1,751.00	1,490.08
El Corpus - Oeste	73.89	1,722.90	1,466.07
El Corpus - Norte	71.3	1,662.40	1,414.68
El Triunfo - Sur	76.03	1,772.70	1,508.53
El Triunfo - Este	73.6	1,716.60	1,460.32
El Triunfo - Oeste	72.98	1,701.40	1,448.02
El Triunfo - Norte	70.27	1,638.20	1,394.25
Marcovia - Sur	78.32	1,826.00	1,553.97
Marcovia - Este	75.68	1,764.80	1,501.59
Marcovia - Oeste	75.01	1,748.80	1,488.29
Marcovia - Norte	72.04	1,679.60	1,429.37
Morolica - Sur	79.8	1,860.70	1,583.33
Morolica - Este	77.26	1,801.40	1,532.94

Morolica - Oeste	76.19	1,776.40	1,511.71
Morolica - Norte	73.3	1,708.90	1,454.37
Namasigue - Sur	78.15	1,822.40	1,550.60
Namasigue - Este	75.45	1,759.20	1,497.02
Namasigue - Oeste	75	1,748.60	1,488.10
Namasigue - Norte	71.95	1,677.70	1,427.58
San Antonio de Flores - Sur	78.39	1,828.00	1,555.36
San Antonio de Flores - Este	75.55	1,761.50	1,499.01
San Antonio de Flores - Oeste	75.03	1,749.30	1,488.69
San Antonio de Flores - Norte	71.82	1,674.50	1,425.00
Santa Ana de Yusguare - Sur	77.64	1,805.70	1,540.48
Santa Ana de Yusguare - Este	74.94	1,758.00	1,486.90
Santa Ana de Yusguare - Oeste	74.42	1,679.10	1,476.59
Santa Ana de Yusguare - Norte	71.39	1,683.70	1,416.47
San Marcos de Colón - Sur	77.19	1,800.50	1,531.55
San Marcos de Colón - Este	75.2	1,754.00	1,492.06
San Marcos de Colón - Oeste	73.71	1,718.80	1,462.50
San Marcos de Colón - Norte	71.32	1,662.70	1,415.08
Orocuina - Sur	78.53	1,830.80	1,558.13
Orocuina - Este	75.57	1,762.20	1,499.40
Orocuina - Oeste	75.13	1,751.60	1,490.67
Orocuina - Norte	71.82	1,674.30	1,425.00
Pespire - Sur	78.49	1,830.50	1,557.34
Pespire - Este	75.72	1,765.40	1,502.38
Pespire - Oeste	74.93	1,747.10	1,486.71
Pespire - Norte	71.8	1,673.80	1,424.60
San Isidro - Sur	78.89	1,846.80	1,565.28
San Isidro - Este	76.21	1,776.80	1,512.10
San Isidro - Oeste	75.41	1,758.00	1,496.23
San Isidro - Norte	72.32	1,686.00	1,434.92
San José del Portillo - Sur	79.19	1,856.80	1,571.23
San José del Portillo - Este	76.48	1,783.20	1,517.46
San José del Portillo - Oeste	75.56	1,761.80	1,499.21
San José del Portillo - Norte	72.42	1,688.30	1,436.90

## Anexo 5. Datos Financieros Calculados

Municipio	LCOE sin Financiamie nto [\$/kWh]	LCOE con Financiamie nto [\$/kWh]	TIR sin Financiamie nto [%]	TIR con Financiamie nto [%]
Zona Norte				
Puerto Cortés - Sur	0.1269	0.1359	21.39	30.86
Puerto Cortés - Este	0.1311	0.1403	20.72	29.38
Puerto Cortés - Oeste	0.1325	0.1419	20.49	28.88
Puerto Cortés - Norte	0.1379	0.1477	19.7	27.19
Omoa - Sur	0.1283	0.1373	21.16	30.35
Omoa - Este	0.1327	0.1421	20.47	28.84
Omoa - Oeste	0.1333	0.1427	20.38	28.64
Omoa - Norte	0.139	0.1488	19.55	26.87
San Pedro Sula - Sur	0.1287	0.1378	21.09	30.19
San Pedro Sula - Este	0.1331	0.1425	20.41	28.7
San Pedro Sula - Oeste	0.134	0.1434	20.28	28.41
San Pedro Sula - Norte	0.1395	0.1493	19.49	26.74
Choloma - Sur	0.1278	0.1368	21.21	30.53
Choloma - Este	0.132	0.1412	20.59	29.08
Choloma - Oeste	0.133	0.1423	20.43	28.74
Choloma - Norte	0.1384	0.1481	19.64	27.06
La Lima - Sur	0.1282	0.1372	21.18	30.39
La Lima - Este	0.1321	0.1415	20.56	29.02
La Lima - Oeste	0.1337	0.1431	20.32	28.5
La Lima - Norte	0.1388	0.1486	19.58	26.94
Villanueva - Sur	0.1289	0.138	21.06	30.12
Villanueva - Este	0.133	0.1423	20.43	28.74
Villanueva - Oeste	0.1338	0.1432	20.31	28.49
Villanueva - Norte	0.139	0.1488	19.56	26.89
San Manuel - Sur	0.1289	0.138	21.06	30.12
San Manuel - Este	0.1331	0.1424	20.42	28.72
San Manuel - Oeste	0.1337	0.1432	20.32	28.49
San Manuel - Norte	0.139	0.1488	19.56	26.89
Pimienta - Sur	0.1291	0.1382	21.04	30.08
Pimienta - Este	0.133	0.1423	20.43	28.74
Pimienta - Oeste	0.1339	0.133	20.29	28.44
Pimienta - Norte	0.1391	0.1489	19.54	26.86
Potreriillos - Sur	0.1293	0.1385	20.99	29.98
Potreriillos - Este	0.1335	0.1429	20.36	28.58
Potreriillos - Oeste	0.1339	0.1439	20.29	28.43
Potreriillos - Norte	0.1392	0.149	19.53	26.83
San Antonio de Cortés - Sur	0.1278	0.1368	21.24	30.53

San Antonio de Cortés - Este	0.1312	0.1405	20.7	29.32
San Antonio de Cortés - Oeste	0.1323	0.1416	20.52	28.94
San Antonio de Cortés - Norte	0.137	0.1467	19.84	24.47
San Francisco de Yojoa - Sur	0.1295	0.1387	20.96	29.91
San Francisco de Yojoa - Este	0.1334	0.1428	20.37	28.61
San Francisco de Yojoa - Oeste	0.1346	0.1441	20.18	28.21
San Francisco de Yojoa - Norte	0.1397	0.1495	19.46	26.68
Santa Cruz de Yojoa - Sur	0.1303	0.1395	20.84	29.63
Santa Cruz de Yojoa - Este	0.1339	0.1434	20.29	28.43
Santa Cruz de Yojoa - Oeste	0.1354	0.145	20.07	27.96
Santa Cruz de Yojoa - Norte	0.1402	0.1501	19.39	26.54
Zona Sur				
Choluteca - Sur	0.1266	0.1355	21.44	30.99
Choluteca - Este	0.1309	0.1401	20.75	29.44
Choluteca - Oeste	0.1326	0.1419	20.5	28.90
Choluteca - Norte	0.1379	0.1476	19.71	27.20
Apacilagua - Sur	0.1261	0.135	21.52	31.18
Apacilagua - Este	0.1310	0.1402	21.74	29.42
Apacilagua - Oeste	0.1318	0.1411	20.61	29.14
Apacilagua - Norte	0.1378	0.1475	19.72	27.23
Concepcion de María - Sur	0.1309	0.1401	20.75	29.44
Concepcion de María - Este	0.1352	0.1448	20.1	28.02
Concepcion de María - Oeste	0.1366	0.1463	19.89	27.59
Concepcion de María - Norte	0.142	0.152	19.15	26.03
Duyure - Sur	0.121	0.1295	22.4	33.22
Duyure - Este	0.1248	0.1335	21.75	31.68
Duyure - Oeste	0.1268	0.1358	21.4	30.89
Duyure - Norte	0.1316	0.1409	20.64	29.2
El Corpus- Sur	0.1279	0.1369	21.22	30.5
El Corpus - Este	0.1318	0.141	20.61	29.14
El Corpus - Oeste	0.1339	0.1433	20.29	28.44
El Corpus - Norte	0.1388	0.1486	19.59	26.94
El Triunfo - Sur	0.1301	0.1393	20.87	29.7
El Triunfo - Este	0.1344	0.1439	20.21	28.27
El Triunfo - Oeste	0.1358	0.1452	20.04	27.91
El Triunfo - Norte	0.1408	0.1508	19.31	26.36
Marcovia - Sur	0.1263	0.1352	21.48	31.07
Marcovia - Este	0.1307	0.1399	20.78	29.5
Marcovia - Oeste	0.1319	0.1412	20.59	29.09
Marcovia - Norte	0.1374	0.147	19.79	27.37
Morolica - Sur	0.1240	0.1327	21.88	31.99
Morolica - Este	0.1281	0.1371	21.2	30.45

Morolica - Oeste	0.1299	0.1390	20.97	29.8
Morolica - Norte	0.1350	0.1445	20.13	28.09
Namasigue - Sur	0.1266	0.1355	21.44	30.99
Namasigue - Este	0.1311	0.1404	20.71	29.36
Namasigue - Oeste	0.1319	0.1412	20.59	29.08
Namasigue - Norte	0.1375	0.1472	19.77	27.32
San Antonio de Flores - Sur	0.1262	0.1351	21.5	31.13
San Antonio de Flores - Este	0.131	0.1402	20.74	29.41
San Antonio de Flores - Oeste	0.1319	0.1412	20.6	29.1
San Antonio de Flores - Norte	0.1378	0.1472	19.73	27.23
Santa Ana de Yusguare - Sur	0.1274	0.1364	21.3	30.65
Santa Ana de Yusguare - Este	0.132	0.1413	20.57	29.05
Santa Ana Yusguare - Oeste	0.133	0.1423	20.43	28.74
Santa Ana Yusguare - Norte	0.1386	0.1483	19.61	27
San Marcos de Colón - Sur	0.1281	0.1372	21.18	30.4
San Marcos de Colón - Este	0.1315	0.1408	20.65	29.22
San Marcos de Colón - Oeste	0.1342	0.1437	20.24	28.33
San Marcos de Colón - Norte	0.1388	0.1485	19.59	26.95
Orocuina - Sur	0.126	0.1349	21.53	31.19
Orocuina - Este	0.1309	0.1401	21.16	29.6
Orocuina - Oeste	0.1317	0.141	20.62	29.16
Orocuina - Norte	0.1378	0.1475	19.72	27.23
Pespire - Sur	0.1261	0.135	21.53	31.19
Pespire - Este	0.1307	0.1399	20.78	29.51
Pespire - Oeste	0.132	0.1414	20.57	29.05
Pespire - Norte	0.1378	0.1475	19.72	27.23
San Isidro - Sur	0.1254	0.1343	21.64	31.43
San Isidro - Este	0.1298	0.139	20.91	29.8
San Isidro - Oeste	0.1312	0.1405	20.7	29.32
San Isidro - Norte	0.1368	0.1465	19.86	27.52
San José del Portillo - Sur	0.1249	0.1337	21.72	31.62
San José del Portillo - Este	0.1294	0.1385	20.99	29.97
San José del Portillo - Oeste	0.1309	0.1402	20.74	29.43
San José del Portillo - Norte	0.1366	0.1463	19.89	27.58

## Anexo 6. Análisis de Sensibilidad

Azimuth [°]	Energía [MWh]
Zona Norte	
-55	75.92
-50	76.11
-45	76.28
-40	76.44
-35	76.57
-30	76.68
-25	76.76
-20	76.81
-15	76.85
-10	76.87
-5	76.87
0	76.95
5	76.81
10	76.75
15	76.67
20	76.58
25	76.47
30	76.35
35	76.2
40	76.06
45	75.9
Zona Sur	
-50	77.45
-45	77.63
-40	77.79
-35	77.94
-30	78.05
-25	78.15
-20	78.21
-15	78.21
-10	78.23
-5	78.31
0	78.47
5	78.1
10	78.01
15	77.91
20	77.79
25	77.65
30	77.49
35	77.32