

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA,
SEDE CUENCA**

CARRERA DE INGENIERÍA AMBIENTAL

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de:

Ingeniera Ambiental

Trabajo experimental:

“EVALUACIÓN DE LA ORIENTACIÓN Y EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO DE UNA SUPERFICIE PLANA PARA MAXIMIZAR LA CAPTACIÓN DE IRRADIACIÓN SOLAR EN CUENCA-ECUADOR”

AUTORA:

DORIS ADRIANA ALVAREZ LOZANO

TUTOR:

Ing. XAVIER SERRANO. M.Sc.

Cuenca, julio del 2017

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo Doris Adriana Alvarez Lozano, con documento de identificación N° 0105452536, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación intitulado: “EVALUACIÓN DE LA ORIENTACIÓN Y EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO DE UNA SUPERFICIE PLANA PARA MAXIMIZAR LA CAPTACIÓN DE IRRADIACIÓN SOLAR EN CUENCA-ECUADOR”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniera Ambiental en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



Doris Adriana Alvarez Lozano

CI: 0105452536
Julio del 2017

CERTIFICACIÓN

Yo Johnny Xavier Serrano Guerrero, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “EVALUACIÓN DE LA ORIENTACIÓN Y EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO DE UNA SUPERFICIE PLANA PARA MAXIMIZAR LA CAPTACIÓN DE IRRADIACIÓN SOLAR EN CUENCA-ECUADOR” realizado por Doris Adriana Alvarez Lozano, obteniendo un trabajo experimental que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, julio del 2017



Ing. Johnny Xavier Serrano Guerrero M. Sc.

CI: 0104983382

RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA

Yo Doris Adriana Alvarez Lozano con número de cédula 0105452536 autora del trabajo de titulación “EVALUACIÓN DE LA ORIENTACIÓN Y EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO DE UNA SUPERFICIE PLANA PARA MAXIMIZAR LA CAPTACIÓN DE IRRADIACIÓN SOLAR EN CUENCA-ECUADOR” certifico que el total contenido de este trabajo experimental es de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, julio del 2017



Doris Adriana Alvarez Lozano

CI: 0105452536

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo al único dador de vida y el responsable de que yo esté en este mundo, a ti Dios mío por darme la fuerza para salir adelante a pesar de las dificultades presentadas en el transcurso del tiempo.

Dedicado a mis padres Magdalena y Eloy gracias a ustedes he podido superarme cada día tanto como profesional y sobre todo como persona. Ustedes hicieron de mí una persona humilde y de buen corazón es por ello que les dedico este logro.

Dedico también este documento a mi pequeña familia Cristian y Fiorella que hace poco forme y que espero siempre estemos juntos sobre todo te dedico a ti hija mía, tú con esa mirada y sonrisa eres mi motor para salir adelante y te mereces todo de mi incluso hasta mi vida, la cual no dudaría ni un segundo en entregártela.

Doris Alvarez Lozano

AGRADECIMIENTO

Agradezco al Eterno creador de mundo ya que sin su voluntad no se realiza nada, gracias a Él por la vida, salud, la familia, la sabiduría, los logros obtenidos a lo largo de mi vida y las demás bendiciones que seguro vendrán porque Dios nunca se olvida de quien es fiel a su amor.

Agradezco infinitamente a mis padres, su ayuda y apoyo han sido incondicionales desde que tengo uso de razón, sus consejos, su tiempo, su perseverancia y mucho más por su amor inefable hacia mí y mis proyectos; no existen palabras para expresar lo que ustedes han sido en mí vida pero sé que sin ustedes jamás hubiera alcanzado mis metas, han hecho de mi quien soy ahora y nunca me cansare de agradecerles. Agradezco a mi esposo y mi hija por estar a mi lado siempre y ser lo más importante que tengo en la vida.

A mi tutor de la tesis el Ingeniero Xavier Serrano quien nunca me negó su tiempo a ayudarme en cualquier duda y fue mi consejero en todo estos 6 meses de trabajo arduo, fue un pilar fundamental en la realización del presente trabajo. Y por último agradezco a todos los docentes de Ingeniería Ambiental por los conocimientos compartidos y por su amistad.

Y gracias a todos los que brindaron su ayuda en mi carrera universitaria.

RESUMEN

El propósito de este trabajo de investigación es evaluar el ángulo de inclinación y la orientación óptima de superficies planas para maximizar la captación de irradiación solar en la ciudad de Cuenca para lo cual se utiliza softwares como ArcMap, IBM SPSS Statistics, Microsoft Excel y Matlab mediante ecuaciones y modelos matemáticos que tiene como datos de entrada las variables climáticas como la irradiación directa, difusa y reflejada. Los datos son tomados de las estaciones meteorológicas ubicadas en las instalaciones de la Universidad Politécnica Salesiana y en el Colegio Técnico Salesiano con un periodo de toma de datos horarios de los años 2014, 2015 y 2016.

Teniendo ya la información y analizándola será posible realizar análisis estadísticos a nivel de la ciudad y encontrar la mayor eficiencia de los paneles solares en superficies planas. Para entender de mejor manera toda la información de dicho trabajo de titulación se divide en cuatro capítulos los cuales se explican a continuación:

En el capítulo uno se busca cumplir con el primer objetivo específico que habla sobre el estudio del estado del arte sobre temas como energía solar fotovoltaica, energía solar térmica, radiación solar, situación mundial de las diferentes energías provenientes del sol y un estudio breve sobre los modelos a utilizar para la evaluación de la orientación y el ángulo de inclinación.

En el capítulo dos se realiza la recopilación, tabulación y el análisis estadístico de los datos meteorológicos de la ciudad de Cuenca en las dos estaciones, es decir, datos horarios de radiación global, radiación difusa y temperatura promediadas de los tres años de estudio y de las dos estaciones meteorológicas.

En el capítulo tres se aplica los modelos matemáticos descritos en el capítulo uno con los datos trabajados del capítulo dos y así obtener resultados de orientación y ángulo de inclinación óptimos de paneles solares en superficies planas.

Por último en el capítulo cuatro se presentan los resultados obtenidos mediante el uso de gráficas en el software Matlab y Excel con su respectiva explicación y análisis, luego de ello se discute los resultados obtenidos con cada uno de los modelos utilizados, su semejanza o diferencia entre ellos y con respecto a lo que detalla el estado del arte sobre inclinación y orientación óptima de paneles solares en países ecuatoriales o con latitudes aproximadas a las que maneja este trabajo de titulación.

ÍNDICE GENERAL

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR	I
CERTIFICACIÓN.....	II
RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA	III
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTO	V
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
ÍNDICE DE ECUACIONES	XIII
Introducción	1
Problema.....	2
Delimitación.....	3
Hipótesis.....	4
Objetivos	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos	4
Metodología	5
Método Hipotético-Deductivo	5
a. <i>Observación</i>	6
b. <i>Formulación de hipótesis generales</i>	6
c. <i>Verificación o contrastación de la hipótesis</i>	6
1. Capítulo 1: Marco Teórico.....	7
1.1. Energía Solar	7
1.1.1. <i>El Sol</i>	7
1.1.2. <i>Variables</i>	9
1.1.3. <i>Trayectoria Solar</i>	11
1.2. Energía Solar Térmica.....	13
1.2.1. <i>Componentes de un Sistema Térmico</i>	15
1.2.2. <i>Tipos de Sistemas Térmicos</i>	16
1.2.3. <i>Estado Actual de la Energía Solar Térmica</i>	16

1.3. Energía Solar Fotovoltaica	17
1.3.1. Celdas y Paneles Solares Fotovoltaicos	18
1.3.2. Sistemas fotovoltaicos	21
1.3.3. Componentes de los Sistemas Solares Fotovoltaicos	21
1.3.4. Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos	22
1.3.5. Estado Actual de la Energía Solar Fotovoltaica	24
1.4. Modelos Matemáticos de Evaluación de la Orientación y el Ángulo de Inclinación Óptimo.	25
1.4.1. Modelo Difuso Isotrópico	25
1.4.2. Modelo de Lui y Jordán	28
1.4.3. Modelo de Temps y Coulson	28
1.4.4. Modelo de Klucher	29
1.4.5. Modelo de Pérez, Ineichen, Michalsky y Stewart	30
2. Capítulo 2: Datos Meteorológicos de la Ciudad de Cuenca	32
2.1. Fuente de los Datos	32
2.2. Descripción de los Datos	33
2.3. Estadísticos Descriptivos de las Variables en los Tres Años de Estudio	37
2.4. Gráficas	40
2.4.1. Variabilidad en los tres años de estudio	40
2.4.2. Variabilidad de los datos con respecto a los meses del año	42
2.4.3. Histogramas	44
2.4.4. Obtención de la radiación directa	46
3. Capítulo 3: Modelos Matemáticos	48
3.1. Glosario	48
3.2. Variables de los Modelos	49
3.2.1. Irradiación reflejada	49
3.2.2. Declinación solar	49
3.2.3. Ángulo de la hora solar	50
3.2.4. Ángulo de incidencia del sol	51
3.2.5. Ángulo cenital	52
3.3. Modelo Difuso Isotrópico	53
3.4. Modelo de Liu y Jordán	54
3.5. Modelo de Temps y Coulson	56
3.6. Modelo de Klucher	57
3.7. Modelo de Pérez, Ineichen, Michalsky y Stewart	58
4. Capítulo 4: Análisis y Discusión de los Resultados	61

4.1. Análisis de Resultados	61
4.2. Discusión de Resultados.....	72
5. Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones.....	75
5.1. Conclusiones	75
5.2. Recomendaciones	77
6. Referencias.....	77
Anexos	82
Anexo 1:	82
Anexo 2:	88
Anexo 3:	95
Anexo 4:	96
Anexo 5:	98
Anexo 6:	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Esquema del método deductivo. Fuente: Elaboración propia.....	5
Ilustración 2: Equipos de medición de radiación solar. a) Pirheliómetro, b) Piranómetro, c) Heliofanógrafo. Fuente: (AEMET, 2010).....	9
Ilustración 3: Ángulos que intervienen en el cálculo de la irradiación total sobre una superficie receptora. Fuente: (Inguil & Espinoza, 2014).....	11
Ilustración 4: Movimientos de la tierra alrededor del sol. Fuente: (Tlanezl, Montlel, & Fierro, 2012)	12
Ilustración 5: Movimientos del sol en las diferentes épocas del año. a) Movimiento del sol en el polo norte, b) Movimiento del sol en latitudes medias, c) Movimiento del sol en la línea ecuatorial. Fuente: http://avivirconcencias.blogspot.com/p/en-primer-lugar-hagamos-una-muy-breve.html	12
Ilustración 6: Trayectoria del sol a lo largo del año en el Ecuador en base a solsticios y equinoccio. Fuente: (Tlanezl et al., 2012)	13
Ilustración 7: Variación del ángulo cenital en función de las fechas del año en Ecuador. Fuente: (Tlanezl et al., 2012)	13
Ilustración 8: Ventajas de la utilización de energía solar térmica. Fuente: (SOLAR ENERGY, 2015)	14
Ilustración 9: Tipos de energía solar térmica según la temperatura que generan y sus principales usos. Fuente: (Mendez, 2010)	16
Ilustración 10: Tipos de módulos fotovoltaicos según el material del que están compuestos. a) Panel de silicio puro monocristalino, b) Panel de silicio puro policristalino, c) Panel de silicio amorfo. Fuente: (Mendez, 2010)	19
Ilustración 11: Comparación de los tipos de paneles en cuanto a eficiencia y evaluación de ventajas y desventajas. Fuente: Elaboración Propia.	20
Ilustración 12: Esquema de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica. Fuente: (CEMAER, 2012)	22
Ilustración 13: Esquema de un sistema solar fotovoltaico autónomo. Fuente: (CEMAER, 2012).....	23
Ilustración 14: Comparación de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red o interconectados y los autónomos o aislados. Fuente: (CEMAER, 2012)	23
Ilustración 16: Máximos y mínimos diarios de radiación global de cada mes. Fuente: Elaboración propia.	37
Ilustración 17: Media diaria de radiación global. Fuente: Elaboración propia.	40
Ilustración 18: Media diaria de radiación difusa. Fuente: Elaboración propia.	41
Ilustración 19: Media diaria de radiación global. Fuente: Elaboración propia.	41
Ilustración 20: Variación de la radiación global con respecto a cada mes del año. Fuente: Elaboración propia.	42
Ilustración 21: Variación de la radiación difusa con respecto a cada mes del año. Fuente: Elaboración propia.	43
Ilustración 22: Variación de la temperatura con respecto a cada mes del año. Fuente: Elaboración propia.	43
Ilustración 24: Histograma de frecuencias de la radiación global. Fuente: Elaboración propia.	44
Ilustración 26: Histograma de frecuencias de la radiación difusa. Fuente: Elaboración propia.	45
Ilustración 27: Histograma de frecuencias de la temperatura. Fuente: Elaboración propia.	46
Ilustración 28: Variabilidad diaria de la declinación solar a lo largo de un año. Fuente: Elaboración Propia.	50
Ilustración 29: Variabilidad horaria del ángulo de la hora solar en un día. Fuente: Elaboración propia.	51

Ilustración 30: Variabilidad horaria del ángulo de incidencia solar en el día 26 de mayo. Fuente: Elaboración propia.	52
Ilustración 31: Variabilidad horaria del ángulo cenital en el día 26 de mayo. Fuente: Elaboración propia.	53
Ilustración 32: Irradiación Total del Día 26 de Mayo según el Modelo Difuso Isotrópico. Fuente: Elaboración propia.	54
Ilustración 33: Irradiación Total del Día 26 de Mayo según el Modelo de Liu y Jórdan. Fuente: Elaboración propia.	55
Ilustración 34: Irradiación Total del Día 26 de Mayo según el Modelo de Temps y Coulson. Fuente: Elaboración propia.	57
Ilustración 35: Irradiación Total del Día 26 de Mayo según el Modelo de Klucher. Fuente: Elaboración propia.	58
Ilustración 36: Irradiación Total del Día 26 de Mayo según el Modelo de Pérez y sus colaboradores. Fuente: Elaboración propia.	61
Ilustración 37: Irradiación Total de Cada Mes según los 5 Modelos en kWh/m ² . Fuente: Elaboración propia.	62
Ilustración 38: Irradiación total anual según los cinco modelos matemáticos. Fuente: Elaboración propia.	63
Ilustración 39: Gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo Difuso Isotrópico. Fuente: Elaboración propia.	68
Ilustración 40: Gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo de Liu y Jordán. Fuente: Elaboración propia.	68
Ilustración 41: Gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo de Temps y Coulson. Fuente: Elaboración propia.	69
Ilustración 42: Gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo de Klucher. Fuente: Elaboración propia.	70
Ilustración 43: Gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo de Pérez y sus colaboradores. Fuente: Elaboración propia.	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Descripción de los ángulos utilizados como variables. Fuente: Elaboración propia.	10
Tabla 2: Valores de reflectancia según el tipo de superficie de la tierra. Fuente: Elaboración propia.	28
Tabla 3: Coeficientes usados en el modelo de Pérez para determinar las funciones lineales F_1 y F_2 . Fuente: (Perez et al., 1990)	31
Tabla 4: Coordenadas de las estaciones meteorológicas utilizadas. Fuente: (INER, 2017)	32
Tabla 5: Medias horarias y medias diarias de cada variable. Fuente: Elaboración propia (Software Excel).	34
Tabla 6: Medias diarias de cada año de estudio y de cada variable. Fuente: Elaboración propia (Software Excel).	35
Tabla 7: Medias diarias de cada mes de los tres años de estudio. Fuente: Elaboración propia (Software Excel).	35

Tabla 8: Valores máximos y mínimos de radiación global diaria de cada mes de estudio. Fuente: Elaboración propia.	36
Tabla 9: Relación de la asimetría con las medidas de tendencia central. Fuente: Elaboración propia.	38
Tabla 10: Estadísticos de tendencia central de las variables de estudio. Fuente: Elaboración propia (Software SPSS).....	38
Tabla 11: Media diaria de cada mes de radiación directa. Fuente: Elaboración propia.....	47
Tabla 12: Variación mensual de la radiación directa. Fuente: Elaboración propia.....	48
Tabla 14: Sumatoria de irradiación total mensual en kWh/m ² según los cinco modelo utilizados. Fuente: Elaboración propia.	61
Tabla 15: Irradiación total anual de los cinco modelos matemáticos utilizados. Fuente: Elaboración propia.	63
Tabla 16: Valores de irradiación anual de los cinco modelos matemáticos para todas las orientaciones. Fuente: Elaboración propia.	64
Tabla 17: Irradiación máxima anual registrada según los cinco modelos matemáticos. Fuente: Elaboración propia.	67

ÍNDICE DE ECUACIONES

$I_t = I_b R_b + I_d R_d + I_p R_r$ (1).....	25
$I_p = I * \rho$ (2).....	26
$R_b = I_b, n \cos \theta I_b, n \cos \theta z = \cos \theta \cos \theta z$ (3).....	26
$\cos \theta =$ $\sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \sin \phi \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega +$ $\cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega$ (4).....	26
$\cos \theta z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta$ (5).....	26
$\delta = 23.45 \sin 360 284 + \eta 365$ (6).....	27
$\omega = 15 * HS - 0.5 - 12$ (7).....	27
$R_d = I_d, T I d = 1 + \cos \beta 2$ (8).....	27
$R_r = I_r, T I p = 1 - \cos \beta 2$ (9).....	27
$I T = I_b \cos \theta \cos \theta z + I_d 1 + \cos \beta 2 + I_p 1 - \cos \beta 2$ (10).....	27
$I T = I_b R_b + I_d 1 + \cos \beta 2 + I_p 1 - \cos \beta 2$ (11).....	28
$I T = I_b R_b + I_d 1 + \cos \beta 2 1 + \sin 3 \beta 2 1 + \cos 2 \theta \sin 3 \theta z + I_p 1 - \cos \beta 2$ (12).....	29
$1 + \sin 3 \beta 2$ (13).....	29
$1 + \cos 2 \theta \sin 3 \theta z$ (14).....	29
$I T = I_b R_b + I_d 1 + \cos \beta 2 1 + F \sin 3 \beta 2 1 + F \cos 2 \theta \sin 3 \theta z + I_p 1 - \cos \beta 2$ (15).....	29
$F = 1 - (I d I)^2$ (16).....	29
$I d, \text{tilt} = I_b 1 + \cos \beta 2 1 - F 1 + F 1 \cos \theta \cos \theta z + F 2 \sin \beta$ (17).....	30
$\varepsilon = I_d + I_b, n I d + 1.041 \theta z 3 1 + 1.041 \theta z 3$ (18).....	30
$\Delta = m I d I E$ (19).....	30
$I E = 1367 * 1 + 0.033 * \cos 360 * n 365$ (20).....	31
$F 1 = f 11 \varepsilon + \Delta f 12 \varepsilon + \theta z f 13 \varepsilon$ (21).....	31
$F 2 = f 21 \varepsilon + \Delta f 22 \varepsilon + \theta z f 23 \varepsilon$ (22).....	31
$I T = I_b R_b + I_d, \text{tilt} + I_p 1 - \cos \beta 2$ (23).....	31
$R G L O B A L = R D I F U S A + R D I R E C T A$ (24).....	46

Introducción

Desde los principios de la existencia misma del ser humano 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, pérdida de biodiversidad entre otras afecciones y a más de ello ha provocado la disminución de las reservas de combustibles fósiles, motivo por el cual se han impulsado las energías renovables en las últimas décadas. (Gina & Rodríguez, 2011)

Viendo la necesidad del cuidado del ambiente el ser humano busca 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 ambiente y que se pueden usar en el mismo lugar donde se producen. El uso de renovables permiten disminuir la dependencia energética, contribuyen a la creación de empleo y al desarrollo tecnológico (Andre & Castro, 2012).

De todas las energías renovables la solar fotovoltaica trae consigo innumerables beneficios como el bajo costo, la facilidad de implementación, ausencia de ruido y el mantenimiento mínimo que necesita. Pero, para su utilización, es necesario tener en cuenta su naturaleza intermitente, su variabilidad fuera del control del hombre y su baja densidad de potencia, su progreso depende de 3 factores como las políticas energéticas de la localidad, los impuestos que tengan y por ultimo pero no menos importante por los costos asociados a su implementación (CONELEC, 2008). La energía solar fotovoltaica contribuye al ambiente tal que un sistema fotovoltaico con una potencia de tan solo 1 kW evitaría la combustión de 77 kg de carbón disminuyendo así las emisiones de CO₂ en 136 kg (Orlandi, 2014) (Roper, 2011). Para conseguir la máxima captación de radiación y obtener el máximo rendimiento se

debe conocer a donde orientar los módulos solares y con qué inclinación; conociendo que los paneles tienen una eficiencia de entre 12 y 20% con grados de error según las condiciones de irradiación y temperatura (Robinson & Aashoor, 2012).

Los estilos de vida de la población mundial demandan mayor cantidad energética y nuestro país no está lejos de esa realidad es por ello que en los últimos 20 años ha buscado alternativas diferentes a los combustibles fósiles. Ecuador ha experimentado varios cambios en su matriz energética que han incluido las energías renovables entre ellas la solar fotovoltaica, más sin embargo son pocas las instalaciones emplazadas en el país y a escala pequeña (Lamigueiro, 2013). Sin embargo, se han realizado estudios para introducir sistemas de generación con energías limpias en edificaciones con el fin de reducir el consumo de energía y las emisiones de CO₂ (Serrano & Escrivá, 2016).

Por lo expuesto en los párrafos anteriores el presente informe busca evaluar la orientación y el ángulo de inclinación óptimo de un arreglo solar en una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en Cuenca obteniendo la eficiencia máxima. Se pretende aplicar diferentes modelos matemáticos para estudiar las variables necesarias en cada uno de ellos e identificar el que esté más acorde con las condiciones de la ciudad de estudio. Se estudian cinco métodos el Modelo Difuso Isotrópico, Liu & Jordan, Klucher y Pérez los cuales trabajan con variables climáticas como la irradiación solar directa, difusa y reflejada. Las variables se toman de dos estaciones meteorológicas ubicadas en la ciudad de Cuenca la primera en la Universidad Politécnica Salesiana y la segunda en el Colegio Técnico Salesiano.

Problema

Está comprobado que el mundo actualmente sufre de una crisis energética pero la pregunta es ¿Por qué? ¿Qué fue lo que paso? Entonces recurrimos a la historia y vemos que desde

principios del siglo XX la población sufre crecimientos demográficos exponenciales y que cada vez la calidad de vida de una persona es mejor esto ha demandado una mayor cantidad de energía sabiendo que las principales fuentes son el carbón, petróleo y gas natural pero sus yacimientos se van agotando. Para mejorar la situación nacen las renovables pero a pesar que van tomando protagonismo a nivel mundial éstas no podrían suplir la potencia necesaria debido a que de los 180 GW de potencia que abastece a todo el mundo tan solo el 1% proviene de fuentes renovables (Orlandi, 2014). Los inconvenientes para que el porcentaje no sea mayor son la irregularidad de su producción por su dependencia de condiciones climáticas externas, anomalías de exposición de los recursos, variabilidad respecto a la ubicación geográfica y sus costos de implementación elevados.

Sabiendo que la eficiencia de un sistema solar fotovoltaico está íntimamente relacionada con la posición de los módulos fotovoltaicos, se deben ubicar de tal forma que maximice su eficacia más aún porque en la ciudad de Cuenca no existen estudios previos que proporcionen un ángulo de inclinación y una orientación específica en base a condiciones climáticas históricas.

Delimitación

Ecuador se encuentra ubicado al noroccidente de América del Sur tiene una superficie de 283.56 km² y una población sobre los 16 millones de habitantes. El país cuenta con 24 provincias y centraremos nuestro estudio en la capital de la provincia del Azuay.

La ciudad de Cuenca llamada también “Atenas del Ecuador” respecto al país está ubicada al sur en la región sierra, presenta una superficie de 67.72 km² y una altitud de 2550 msnm. Las condiciones climáticas son variadas por motivo de su ubicación en la cordillera de los Andes, su temperatura promedio es 15° C. De todo el territorio los datos base de este estudio se tomaron de dos puntos específicos que se detallan a continuación:

- En la dirección Calle Vieja 12-30 y Elia Liut se encuentra las instalaciones de la Universidad Politécnica Salesiana que nace en el año 1994, es una institución educativa dedicada a la formación y educación humanística y politécnica.
- La Unidad Educativa Técnico Salesiano ubicado en la avenida Don Bosco; es un colegio técnico que educa y evangeliza niños, niñas y adolescentes de acuerdo a la filosofía de Don Bosco para que contribuyan a ser una sociedad más humana e incluyente.

Hipótesis

El presente trabajo de titulación busca responder a la hipótesis de que los modelos matemáticos a utilizar como son: Modelo Difuso Isotrópico, Liu & Jordán, Temps & Coulson, Klucher y Pérez que usan variables climáticas como la radiación global, difusa y reflejada coincidirán sus respuestas respecto a la orientación y el ángulo de inclinación óptimos de módulos solares para maximizar la captación de irradiación solar en la ciudad de Cuenca.

Objetivos

Objetivo General

Identificar la orientación y el ángulo de inclinación óptimos de módulos fotovoltaicos en una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar de la ciudad de Cuenca-Ecuador

Objetivos Específicos

- Realizar el estudio del estado del arte.
- Recopilar, tabular y analizar los datos meteorológicos de las dos estaciones de la ciudad de Cuenca.
- Aplicar modelos matemáticos para cuantificar la irradiación incidente sobre una superficie plana.

- Definir la orientación y el ángulo de inclinación óptimo de una superficie plana para maximizar la irradiación solar en Cuenca-Ecuador.

Metodología

La metodología aplicada para cumplir con los objetivos propuestos que nos conduzcan al conocimiento es el método hipotético-deductivo que se describe a continuación:

Método Hipotético-Deductivo

La deducción va de lo general a lo particular. El método deductivo es aquel que parte de los datos generales aceptados como valederos, para deducir por medio del razonamiento lógico, varias suposiciones, es decir; parte de verdades previamente establecidas como principios generales, para luego aplicarlo a casos individuales y comprobar así su validez. El razonamiento deductivo constituye una de las principales características del proceso de enfoque cuantitativo de la investigación.

El método deductivo funciona a partir de principio generales y, con la ayuda de una serie de reglas de inferencia, se demuestra unos teoremas o principios secundarios. En el siguiente esquema:

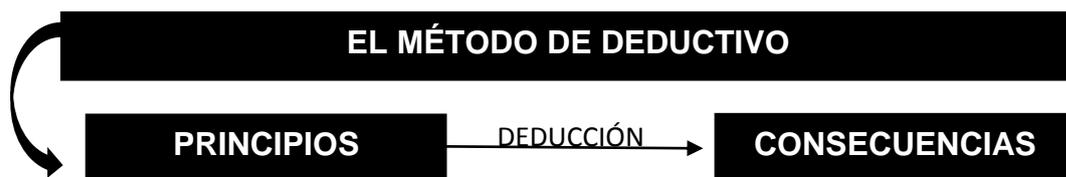


Ilustración 1: Esquema del método deductivo. Fuente: Elaboración propia.

El método hipotético deductivo, se concreta en tres fases o momentos:

- Observación
- Formulación de hipótesis
- Verificación o contrastación de las hipótesis

a. Observación

Es la fase de descubrimiento del problema que se va a investigar. Esta suele comenzar con la presencia de una duda o problema que es el origen concreto de la investigación, aunque la observación también puede ser accidental. Ya se trate de un tipo de observación accidental o sistemática, el paso de la observación requiere dos condiciones para que adquiera el calificativo de científica.

En primer lugar, tiene que registrar un fenómeno que pueda medirse o cuantificarse de alguna manera. En segundo lugar, tiene que tratarse de un fenómeno o acontecimiento que se pueda repetir.

b. Formulación de hipótesis generales

Una hipótesis es una conjetura que realiza el investigador en forma de enunciado, cuya principal característica es que puede ser sometida a contrastación experimental. Conforme más datos particulares deducidos de la hipótesis no se falsean por la experimentación, la probabilidad de la hipótesis aumenta. Sin embargo, en ningún caso es posible establecer su certeza de modo concluyente porque, siempre puede aparecer una observación que desconfirme la hipótesis. Esta es la característica más importante de las ciencias empíricas y es que siempre son probabilísticas.

c. Verificación o contrastación de la hipótesis

Una vez formulada la hipótesis y sus consecuencias es preciso proceder a su verificación o contrastación, esto se puede realizar a través de diferentes métodos.

1. Capítulo 1: Marco Teórico

1.1. Energía Solar

1.1.1. *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 mil millones de años (Blanco, Cano, & Xochitl, 2009), constituye la máxima fuente de energía electromagnética que mantiene la vida en el planeta (Oñate, 2014).

El sol es el origen de la mayoría de energías renovables porque provoca el calentamiento de la tierra y produce la energía geotérmica; el calentamiento de las aguas por medio del sol induce a 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 la fuente de la 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 son la base de la energía de la biomasa (Lanzuela, 2010). Las energías renovables más representativas y generadas de forma directa es la energía solar térmica y solar fotovoltaica; la última será el objeto de estudio.

Radiación Solar

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 la irradiación 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, 2010).

La radiación solar excita a los electrones del elemento semiconductor del que este hecho el módulo fotovoltaico que por lo general es silicio generando una diferencia potencial pequeña (AEMET, 2010). 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). Existen varios tipos de radiación y son:

- Radiación directa: Se identifica por proyectar una sombra del objeto que la intercepta porque llega directamente del sol sin sufrir un cambio de dirección.
- Radiación reflejada: Es la cantidad de radiación que es reflejada por la superficie, la cual depende del albedo o también conocido como coeficiente de reflexión.
- Radiación difusa: Es la radiación consecuencia de la reflectancia por las nubes, montañas, árboles e infraestructura; no tiene una dirección definida y no produce sombra. La radiación solar al ingresar por las capas atmosféricas se dispersa aproximadamente el 15% en días despejados mientras que en días nublados el porcentaje asciende (Díaz & Carmona, 2010a).
- Radiación Global: Es la sumatoria de los tres tipos de radiación antes mencionadas.

Equipos de Medición de Radiación Solar

Pirheliómetro o actinómetro: Mide únicamente la radiación procedente directamente del sol y de una región angular muy próxima máximo de 2.5°.

Piranómetro o solarímetro: Mide la radiación hemisférica total del sol sobre una superficie horizontal. Este instrumento es capaz de medir la radiación solar global y también mide el albedo global (NEC, 2010).

Heliofanógrafo heliógrafo: Con este equipo se obtiene la insolación, es decir, las horas del sol brillante efectivas en el día (AEMET, 2010).



Ilustración 2: Equipos de medición de radiación solar. a) Pirheliómetro, b) Piranómetro, c) Heliofanógrafo. Fuente: (AEMET, 2010).

Eficiencia Energética:

La adopción de medidas de optimización de la energía trae beneficios directos al país y a su desarrollo sustentable en cuatro áreas básicas:

- Estratégicos: Reduce la dependencia de fuentes de combustibles fósiles.
- Económicos: Ahorrar energía permite también el ahorro económico.
- Ambientales: Disminución de la demanda de recursos naturales no renovables, reducción de emisiones de GEI los que conducen al calentamiento global en especial del dióxido de carbono.
- Sociales: Las familias de escasos recursos son las más beneficiadas por su inaccesibilidad a energía eléctrica debido a estar ubicados lejos de los centros poblados (SIMEC, 2010).

1.1.2. Variables

Latitud: Es la distancia angular medida desde el ecuador a cualquier punto de la superficie terrestre. Todos los que están en la línea ecuatorial están en 0° desde esta línea al norte ocupa un rango de 0 a 90 grados positivo mientras que hacia el sur el mismo rango pero en negativo; por ende en los polos tanto norte como sur tendrá 90° .

Longitud: La longitud es la medida del arco comprendido entre el meridiano de Greenwich y el meridiano que pasa por el punto. Puede medir de 0° a 180° y ser Este u Oeste.

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 es el Wh/m².

Irradiancia: Es una magnitud que se utiliza para describir la potencia que incide de las radiaciones provenientes del sol en una unidad de superficie. Se mide en W/m².

Reflectancia: Es la capacidad que tiene un cuerpo para reflejar la luz solar, por tanto la reflectancia es la relación entre la potencia electromagnética incidente con respecto a la potencia que es reflejada por una interfase, se lo conoce como coeficiente de reflexión.

Índice de claridad del cielo: Se define como la relación entre la radiación global y la radiación extraterrestre.

Tabla 1: Descripción de los ángulos utilizados como variables. Fuente: Elaboración propia.

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° (360°/24horas). El ángulo horario es -180° a las 0h, 0° a mediodía (12h) y 180° al final del día (24h)	$-180 \leq \omega$ ≥ 180
Ángulo de declinación solar	Es el ángulo que se forma entre la línea sol-tierra y el plano ecuatorial cuando se trata de zonas tropicales la declinación solar es igual a la latitud.	-23.45 $\leq \delta$ ≥ 23.45
Ángulo acimut	El acimut se cuenta a partir del norte en sentido de las manecillas del reloj formando una circunferencia de 360° donde 0°,90°,180° y 270° representan los puntos cardinales.	$0 \leq \gamma$ ≥ 360

	El cenit se cuenta desde la horizontal a la vertical. Si el sol está directamente encima del observador, el cenit es 90 °. El oeste por donde sale el sol el cenit es 0 ° mientras que al este es 180°.	$0 \leq \theta_z \leq 180$
Ángulo de incidencia del sol	Ángulo de incidencia formado por la normal a la superficie y el rayo solar de incidencia de ella.	$0 \leq \theta \leq 180$
Ángulo de inclinación de la superficie	Ángulo de ubicación del panel o módulo solar con respecto a la horizontal.	$0^\circ \leq \beta \leq 90$

En la siguiente gráfica se visualiza los ángulos con respecto a una superficie receptora.

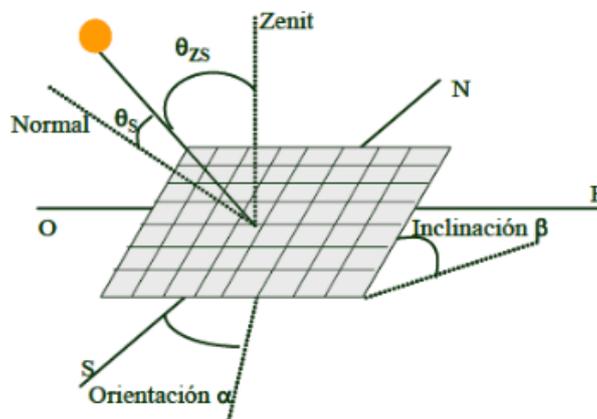


Ilustración 3: Ángulos que intervienen en el cálculo de la irradiación total sobre una superficie receptora. Fuente: (Inguil & Espinoza, 2014)

1.1.3. Trayectoria Solar

Movimiento de la tierra respecto al sol: La tierra con su movimiento de rotación que se da alrededor del sol con una órbita inclinada, es lo que da origen a las estaciones. Debido a esa trayectoria decimos que el sol no siempre sale y se oculta exactamente por el este-oeste respectivamente (Ver ilustración 4):

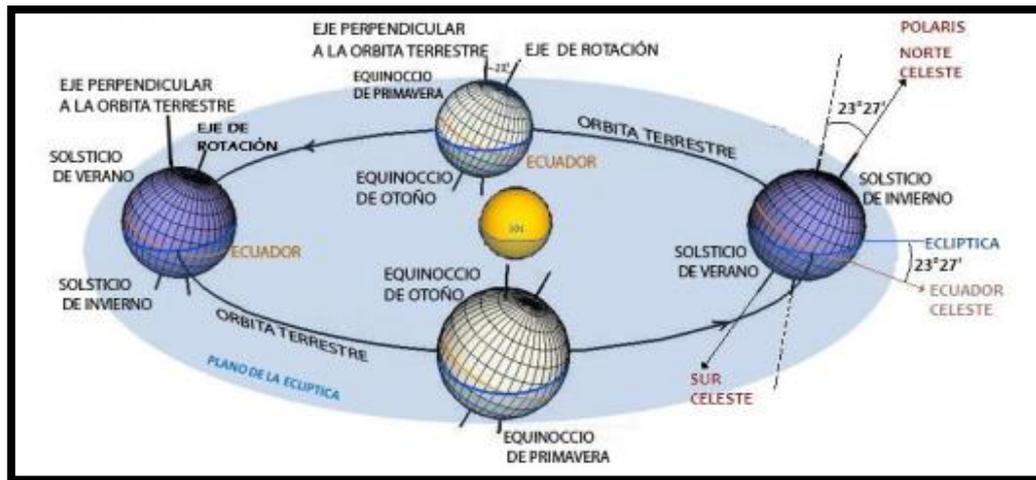


Ilustración 4: Movimientos de la tierra alrededor del sol. Fuente: (Tlanezl, Montlel, & Fierro, 2012)

Anualmente el sol tiene un movimiento de oriente a poniente con ciertas desviaciones ya sea hacia el norte o sur. Como todo fenómeno ocurre de forma contraria tanto en el hemisferio sur como en el norte. En el caso del hemisferio norte en época de verano el sol sale al norte del este y en época de invierno sale al sur del este y en el hemisferio sur de forma inversa.

Movimiento del sol a lo largo del año: No siempre coincide la trayectoria solar de un año con otro en cualquier punto del planeta, está relacionada íntimamente con la latitud del lugar. Cabe mencionar que la inclinación del trayecto solar estará en función de los equinoccios y los solsticios. El primero es cuando el sol sale exactamente por el este y se oculta por el oeste y el número de horas de luz es igual al número de oscuridad mientras que los solsticios son cuando los movimientos del sol están más dirigidos hacia el norte o sur (Ver ilustración 5 y 6).

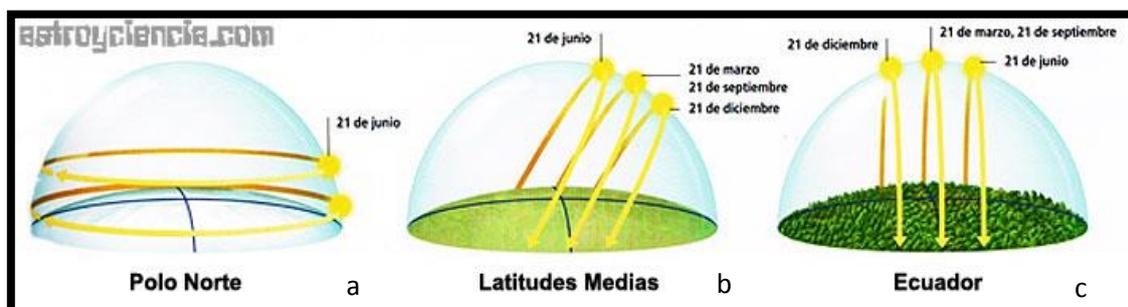


Ilustración 5: Movimientos del sol en las diferentes épocas del año. a) Movimiento del sol en el polo norte, b) Movimiento del sol en latitudes medias, c) Movimiento del sol en la línea ecuatorial. Fuente: <http://avivirconciencias.blogspot.com/p/en-primer-lugar-hagamos-una-muy-breve.html>.

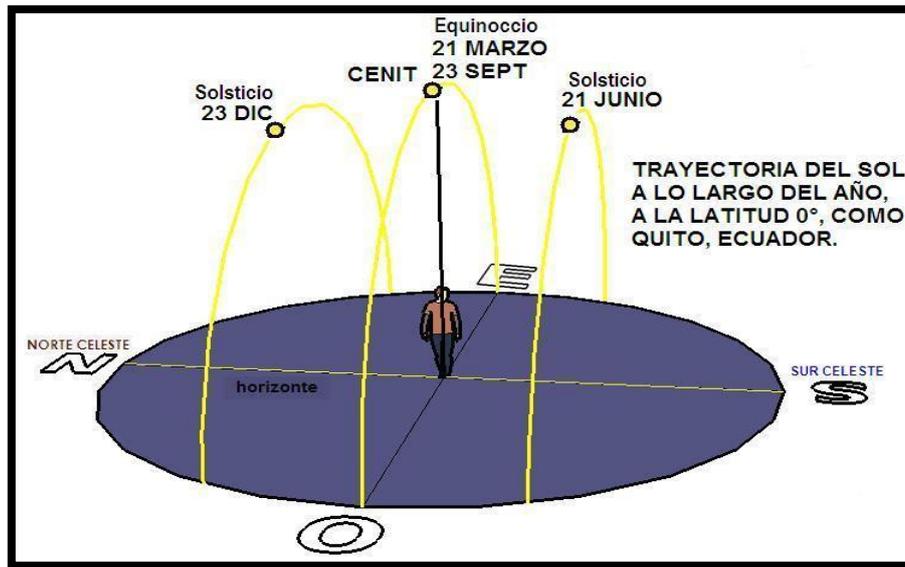


Ilustración 6: Trayectoria del sol a lo largo del año en el Ecuador en base a solsticios y equinoccio. Fuente: (Tlanezl et al., 2012).

Diagrama solar de Ecuador: Sobre el plano ecuatorial, la duración de los días y de las noches es invariablemente de doce horas. Del 21 de marzo al 21 de septiembre, está siempre al norte y en la otra mitad del año está siempre al sur.

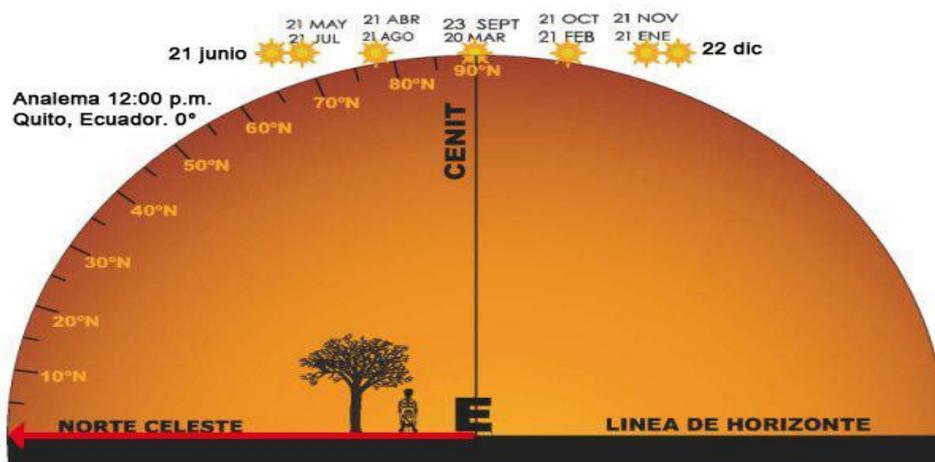


Ilustración 7: Variación del ángulo cenital en función de las fechas del año en Ecuador. Fuente: (Tlanezl et al., 2012).

1.2. Energía Solar Térmica

La energía termosolar es el aprovechamiento de la energía solar para generar calor usando paneles para captar las radiaciones, cuya función principal es calentar cualquier fluido como el agua a temperaturas entre los 40° y 50° C. Esta agua calentada por la energía solar térmica

es conocida con el nombre de Agua Caliente Sanitaria (ACS) a posterior podrá ser usada en consumo doméstico para aseo personal, cocción de alimentos, etc.

El funcionamiento principal consiste en captar los rayos solares con el uso de módulos fotovoltaicos luego de ello pasa agua, el calor absorbido se transfiere al fluido y así se puede utilizar directamente. De implementarse una instalación de energía solar térmica esta podría suplir en tan solo 5 a 6 años una a base de energía eléctrica y le tomaría 10 a 12 años para una instalación a base de gas. Son múltiples las ventajas de este tipo de energía las cuales se detallan a continuación:

VENTAJAS		
ECONÓMICAS: • Precisaré consumir menos combustible, lo que representará un menor gasto anual. La energía solar es independiente del combustible y su abastecimiento por ello no presentara incompatibilidades.	AMBIENTALES: • La generación de energía con sistemas convencionales posee costes ambientales como: (emisiones de CO ₂ , cambio climático, vertidos, residuos nucleares, lluvia ácida, etc.). Es así que un m ² de captador solar térmico es capaz de evitar la emisión de una tonelada de CO ₂ anual.	MANTENIMIENTO: • La vida útil de las instalaciones solares térmicas es superiores a 25 años y el mantenimiento que requiere es de mucha menor entidad que en el caso de los sistemas convencionales.

Ilustración 8: Ventajas de la utilización de energía solar térmica. Fuente: (SOLAR ENERGY, 2015)

Aplicaciones:

- *Producción de agua caliente sanitaria (ACS):* Es la principal aplicación de la energía solar térmica de baja temperatura para el sector doméstico y de servicios. El agua caliente sanitaria es útil a una temperatura de 45° C.
- *Calentamiento de agua de piscinas:* El uso de colectores solares para producir agua caliente para piscinas está muy difundido en lugares turísticos sobre todo del continente europeo.

- *Calefacción de baja temperatura:* Sirve como complemento al sistema de calefacción de un hogar con temperaturas menores a 60° C. El sistema más utilizado de aporte solar para calefacción es el de suelo radiante mediante tuberías enterradas que transfieren su calor en todo el área.

1.2.1. Componentes de un Sistema Térmico

Sistemas de captación: Lo conforman los captadores solares unidos entre sí, los cuales generan temperatura del panel de entre 60° a 80° C. Su función principal es captar la energía solar y convertirla en energía térmica que calienta un fluido de circulación.

Sistema de acumulación: Es el encargado de almacenar la energía en momentos de mayor generación térmica como el día para poder ser utilizado en horarios de menor generación como en la noche. Este sistema está formado por depósitos de agua caliente.

Sistema de distribución: Es el sistema que más componentes presenta como tuberías, conductos, bombas, válvulas, vasos de expansión, etc. La función principal es la de repartir y acondicionar la energía para que llegue a todos los sectores necesarios de consumo.

Sistemas de apoyo: Es necesario un sistema de apoyo por imprevistos como la falta de insolación o un sobre consumo de la población es por ello que se usa gas o electricidad para suplir esas fallas. Las instalaciones se diseñan para un 60 a 80% de demanda aunque en verano se alcanza el 100% pero en invierno y otoño es necesario contar con este sistema (BIODISOL, 2016). Según Serrano en el año 2016 se sugiere el uso de un sistema a gas licuado de petróleo (GLP) más que un sistema eléctrico como sistema de apoyo al termosolar porque proporciona 28.27% de ahorro (Serrano, Narváez, & Uriguen, 2016).

1.2.2. Tipos de Sistemas Térmicos

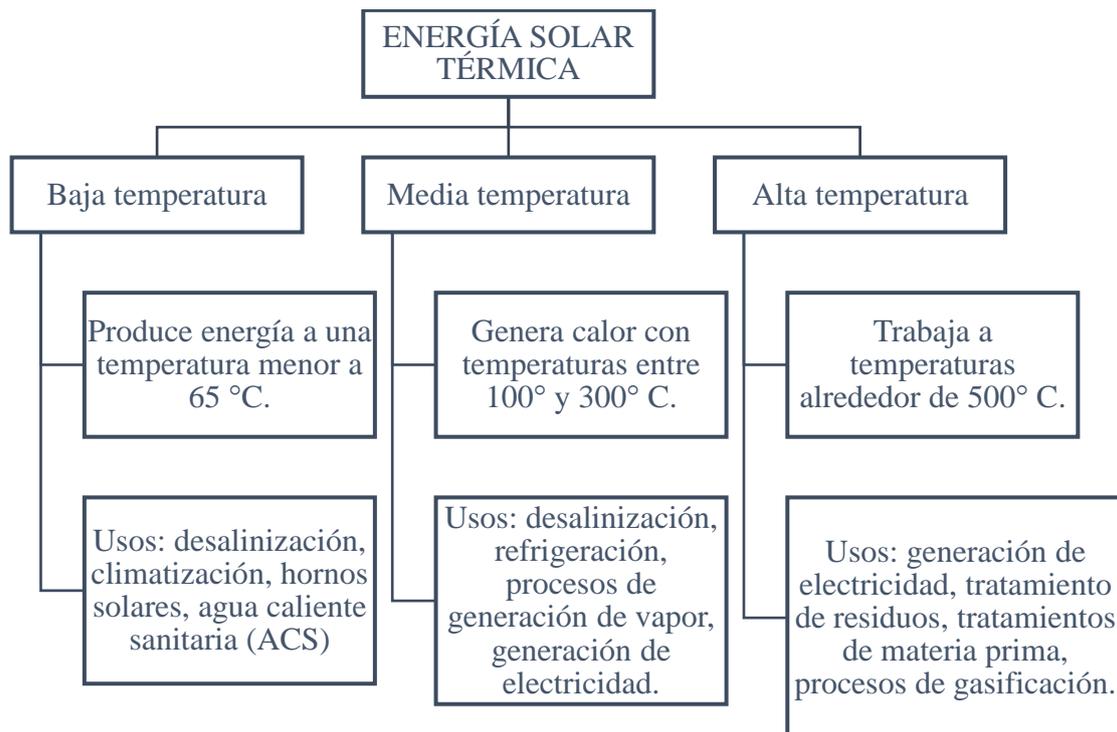


Ilustración 9: Tipos de energía solar térmica según la temperatura que generan y sus principales usos. Fuente: (Mendez, 2010)

1.2.3. Estado Actual de la Energía Solar Térmica

El país con mayor representatividad en energía solar térmica es China con una capacidad instalada suficiente para satisfacer las necesidades de aproximadamente 112 millones de hogares, alrededor de 168 millones de m² lo que supone un ahorro de 6.3 millones de toneladas de carbón al año (IDAE, 2006); China es tanto en potencia instalada como en fabricación con unas 5 mil empresas líderes mundiales la principal actora en este campo de la solar térmica. Luego de ello esta Turquía, Alemania, Austria, Japón, Israel y otros países Europeos que en menor proporción cuentan con energía solar térmica en sus tejados y en zonas residenciales e industriales. La potencia total instalada a nivel mundial en energía solar térmica es 98.4 GW (Solar Heat Worldwide, 2004).

En Latinoamérica el estilo de vida de la población demanda de un 55% del uso de combustibles fósiles, con la utilización de las tecnologías actuales entre ellas la energía solar

térmica podría reducir a 30%. En la actualidad los países con mayor potencia instalada son Brasil, Chile y Argentina que de ser implementados los sistemas térmicos a base de radiación solar en todos los países de Latino América podrían ahorrar hasta 60-75% de la energía que se usa.

1.3. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es originaria del sol y genera energía eléctrica de forma directa, es decir, sin conversiones previas. Se trata de una fuente de energía totalmente limpia, que no necesita del uso de reacciones químicas ni provoca ningún tipo de residuos. Esta energía se produce a partir de módulos fotovoltaicos conectados entre sí; los cuales están formados por unidades básicas llamadas células solares (Pinos & Peña, 2014).

Esta conversión se da aprovechando los materiales semiconductores mediante las células fotovoltaicas. Los fotones provenientes de la luz del sol chocan con la superficie de la célula y genera una corriente eléctrica. Esto se logra a través del denominado proceso de conversión fotovoltaica gracias al efecto fotoeléctrico de la luz solar.

La producción de energía eléctrica puede ser a gran escala en parques fotovoltaicos de magnas extensiones o a pequeña escala en comunidades, viviendas, radares de velocidad, alumbrado público, etc. Sus principales aplicaciones son:

- Venderla a grandes compañías generadoras de energía eléctrica.
- Métodos de abastecimiento de satélites en órbita
- Construcción de sistemas híbridos (solar-eólico y/o solar-fósil).
- Hoteles, viviendas, casas, etc.
- Señales y radares de tránsito
- Navegación aérea
- Equipos de transmisión y adquisición de datos
- Radioenlaces, telefonía móvil, postes S.O.S.

1.3.1. Celdas y Paneles Solares Fotovoltaicos

Celdas solares

Son los dispositivos que convierten la radiación solar en corriente eléctrica por medio de una unión P-N que es la que se expone a la luz (Sanchez & Rodriguez, 2012). (Pandiarajan & Muthu, 2011). Consiste en una lámina con un espesor de 100 a 500 μm de un semiconductor como el silicio y una lámina de fosforo un no metal multivalente que tiene una superficie comprendida entre 100 y 225 m^2 (Krishan & Kumar, 2013). Una celda fotovoltaica típica mide 10*10 cm y genera una producción que oscila entre 1 o 2 W (Díaz & Carmona, 2010). En el mercado podemos encontrar módulos de 36 y 72 células conectadas en serie.

La célula solar se caracteriza por tener un efecto fotovoltaico que consiste en convertir de manera directa los fotones emitidos por la luz del sol en electricidad (Santamaria, Castejon, & Herran, 2012).

Paneles solares

También llamados módulos solares, son placas formadas por un conjunto de celdas fotovoltaicas, que son dispositivos compuestos de materiales semiconductores que captan la energía contenida en la radiación solar y la transforma en una corriente eléctrica, mediante el efecto fotovoltaico (Sardinero, 2010).

Estos dispositivos tienen una vida útil aproximadamente de 25 años, tiempos a partir del cual la eficiencia empieza a disminuir pero se están desarrollando programas de reciclaje para después de su vida útil que además recuperan económicamente una parte importante de la inversión inicial (McDonald & Pearce, 2010).

Tipos

- Panel solar de silicio puro monocristalino: Formado por secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. Se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% en laboratorio y en paneles comerciales rendimientos del 16 %.
- Panel solar de silicio puro policristalino: Los materiales son similares a los anteriores pero el proceso de cristalización del silicio es diferente. Se obtiene un rendimiento en laboratorio del 19% y en paneles comerciales un rendimientos del 14%, siendo su precio también más bajo.
- Panel solar de silicio amorfo: Se llaman amorfos debido a que el silicio no ha cumplido su proceso de cristalización. No es muy comercial debido a que tiene una reducción de la inyección de potencia es por ello que se utilizan en pequeños aparatos electrónicos.

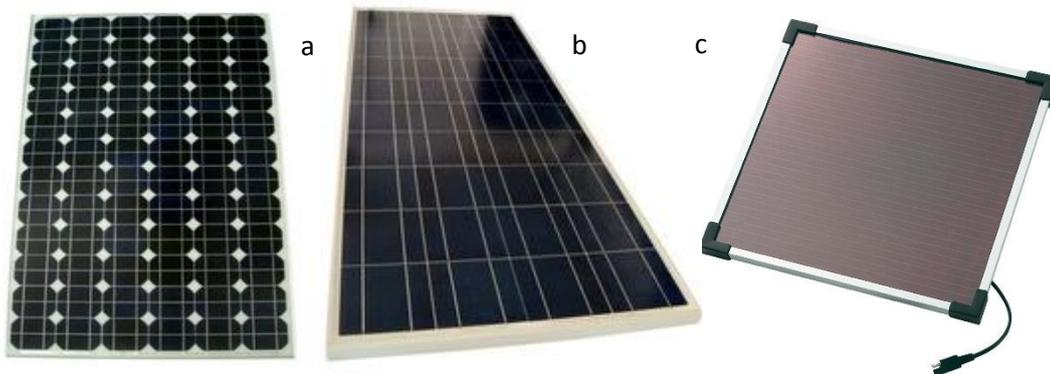


Ilustración 10: Tipos de módulos fotovoltaicos según el material del que están compuestos. a) Panel de silicio puro monocristalino, b) Panel de silicio puro policristalino, c) Panel de silicio amorfo. Fuente: (Mendez, 2010).

Comparación de los tipos de paneles

MONOCRISTALINOS	POLICRISTALINOS	AMORFOS
<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento: 14-17%. • Ventajas: Tecnología estable y con un alto rendimiento. • Desventajas: Compleja implementación y un costo de energía incorporada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento: 12-14% <ul style="list-style-type: none"> • Ventajas: Su fabricación es sencilla y optimiza el espacio. • Desventajas: Sensible a impurezas y complejo de implementar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento: 4-6% individual y 7-10% asociados. • Ventajas: Bajo costo de materia y energía en su fabricación. • Desventajas: Deterioro con los años y un bajo rendimiento.

Ilustración 11: Comparación de los tipos de paneles en cuanto a eficiencia y evaluación de ventajas y desventajas. Fuente: Elaboración Propia.

Desventajas del uso de paneles solares en la generación de energía

Estudios recientes aseguran que el proceso de fabricación de las celdas fotovoltaicas no es energéticamente eficiente, sino que al contrario, su producción es controversial. Incidentes generados muestran un rastro de contaminación química de los paneles.

Las celdas solares se generan inicialmente como cuarzo, la forma más común de sílice (dióxido de silicio), el cual se refina a silicio elemental. El cuarzo se extrae de las minas, lo que pone a los mineros en riesgo de la silicosis pulmonar que es uno de los primeros problemas ambientales. La refinación inicial convierte el cuarzo en silicio de grado metalúrgico, una sustancia que se usa principalmente para endurecer el acero y otros metales (Tabasca & Montilla, 2010). Eso sucede en grandes hornos que para mantenerlos calientes se requiere de una gran cantidad de energía.

Sin embargo, el siguiente paso, convertir el silicio de grado metalúrgico en una forma más pura llamada polisilicio, crea tetracloruro de silicio, un compuesto muy tóxico que es utilizado en la fabricación de arreglos solares. Además del silicio, se están usando metales pesados como el plomo (para las soldaduras) y pequeñas cantidades de cadmio además de

otros componentes químicos altamente tóxicos para la atmósfera y debería ser tratado como desechos peligrosos. Estos compuestos emiten el trifluoruro de nitrógeno, NF₃.

Un reciente estudio publicado en SCIENTIFIC AMERICAN, indica que la industria de la energía solar fotovoltaica, está emitiendo grandes cantidades de NF₃ que puede ser un problema medioambiental grave, ya que el efecto invernadero de las emisiones de NF₃ es 17.000 veces mayor que las de CO₂ (Tabasca & Montilla, 2010).

Adicionalmente, cuando se termina el tiempo de vida útil del sistema, es común que simplemente se desechen y tarda más de 25 años en descomponerse, y en el proceso, causa daños ambientales serios dados la toxicidad de los materiales.

1.3.2. *Sistemas fotovoltaicos*

“Los sistemas fotovoltaicos son un grupo de equipos eléctricos y electrónicos que transforman la energía solar en energía eléctrica. El principal componente de generación es el panel fotovoltaico, el mismo que está compuesto por células que son capaces de captar radiación solar y transformarles en energía eléctrica de corriente continua” (Díaz & Carmona, 2010)..

Los “FV” traen consigo varias ventajas como ser una tecnología aceptada internacionalmente, con altos índices de confiabilidad y limpia con el ambiente. Además presenta costos bajos de operación y mantenimiento aunque su costo de implementación sea elevado (Hernandez, 2013).

1.3.3. *Componentes de los Sistemas Solares Fotovoltaicos*

- Generador fotovoltaico: Dispositivo formado por células fotovoltaicas que transforman la energía del sol en energía eléctrica, puede estar conectado en serie y/o paralelo.

- Baterías: Su principal función es el almacenamiento de energía durante periodos de generación altos como el día y permitir su uso y funcionamiento en momentos cuando el generador no puede entregar la potencia necesaria como en la noche.
- Reguladores de carga: Es el encargado de proteger de descargas o sobrecargas de corriente a las baterías cuidando así su vida útil.
- Inversores: Es el aparato dedicado a cambiar el voltaje de corriente continua a un voltaje de salida de corriente alterna y así alimentar a la red eléctrica (Vera & Ferreira, 2013).

1.3.4. Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos

- Sistemas conectados a la red: También llamados sistemas interconectados, es decir, que operan en paralelo con la red. Toda la energía eléctrica que se produce en los paneles solares se utiliza íntegramente para la venta en la red de distribución eléctrica. Son sistemas más económicos debido a que no necesitan baterías como el caso de los SFA. (CEMAER, 2012).

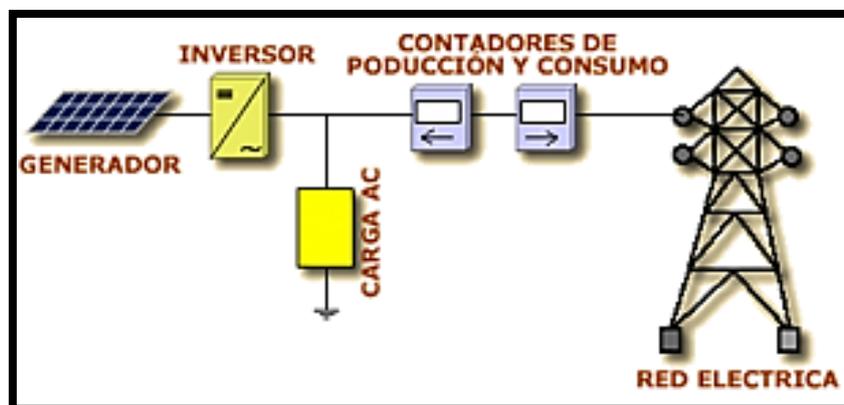


Ilustración 12: Esquema de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica. Fuente: (CEMAER, 2012)

- Sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA): Estos sistemas están compuestos por tres componentes básicos un generador energético, sistema de control y las baterías. La calidad de los SFA, suele medirse por el nivel en que el sistema satisface la demanda energética exigida (Laped, 2004). Las instalaciones fotovoltaicas según el CONELEC son denominadas

instalaciones aisladas de red debido a que están presentes en zonas donde la red eléctrica convencional no se encuentra por ser desmedidamente costoso (CONELEC, 2014).

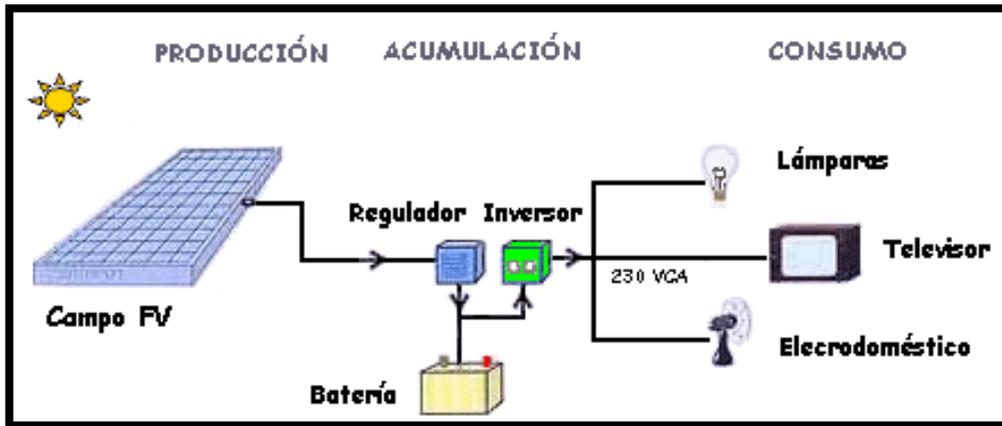


Ilustración 13: Esquema de un sistema solar fotovoltaico autónomo. Fuente: (CEMAER, 2012)

- Sistemas híbridos: Es la combinación del sistema conectado a la red y el sistema autónomo, la energía que produce la almacena en baterías y también la inyecta a la red.

Comparación De Sistemas

COSTOS INICIALES	
Interconectados: Economico	Aislados: Costoso (baterías)
COSTOS MANTENIMIENTO	
Interconectados: Mínimos solo limpieza	Aislados: Limpieza más costos de baterías
FLEXIBILIDAD	
Interconectados: Se puede sobre usar	Aislados: Se gasta solo lo calculado
INDEPENDENCIA	
Interconectados: Depende del sistema eléctrico nacional	Aislados: Totalmente independientes
OBLIGACIONES LEGALES	
Interconectados: Permiso de la entidad de control	Aislados: No necesita permiso
IMPLEMENTACIÓN	
Interconectados: Fácil	Aislados: Poco más complicado

Ilustración 14: Comparación de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red o interconectados y los autónomos o aislados. Fuente: (CEMAER, 2012)

1.3.5. Estado Actual de la Energía Solar Fotovoltaica

En el año 2010 los países con mayor producción de energía solar fotovoltaica fueron Alemania Italia Republica Checa, Japón y EE.UU. (REN, 2011) mientras que en la actualidad son Alemania y España con un 52% Japón el 9% y EE.UU. un 6.8% de la potencia total mundial (Lanzuela, 2010). En el año 2012 la potencia mundial superaba los 100 MW y a finales de 2013 alcanzaba 140 GW (Prabhu, 2013). Se pronostica que habrá una potencia fotovoltaica de 500 GW en 2020, 1 800 GW en 2030 y 20 000 GW en 2050 (EPIA, 2013).

La diferencia de la implementación de energías renovables en países desarrollados con los que están en vías de desarrollo se da porque en los países en desarrollo el objetivo es aumentar la oferta energética en sus territorios y en los países desarrollados buscan principalmente reducir sus emisiones de CO₂ (Fouquet, 2013) y a más de ello porque tienen estrategias como compra de la electricidad a buenos precios, el acceso a préstamos bancarios a baja tasas de interés y la reducción de impuestos.

Los países de Centro y Suramérica en su gran mayoría basan su matriz energética en petróleo y gas natural contribuyendo al aceleramiento del cambio climático por los gases de efecto invernadero (GEI) que producen, a pesar de ello la energía solar fotovoltaica en América Latina está creciendo debido a los altos niveles de radiación que reciben por su ubicación geográfica. Cabe mencionar que los países como México, Brasil, Chile y Perú destacan con un 70% de la potencia total instalada en la región (Flores, 2013). Y Stolik (2013) coincide con Flores en el mismo año al decir que los países que tienen más desarrollo económico es decir los de Europa, Asia y Norteamérica tienen un mayor grado de utilización de la energía solar fotovoltaica porque consumen más energía y su costo es mayor que en los países con desarrollo económicos menores como es el caso de América Latina.

La situación de Ecuador se asemeja a la de la región donde está ubicada; en nuestro país contamos con una irradiación dentro del rango de 3.35 kWh/m² a 4.33 kWh/m² lo que disminuye costes de implementación y maximiza la eficiencia provocando la reducción de los hidrocarburos (Almeida, 2015).

Según NEC los niveles de radiación son altos por ende es factible la generación fotovoltaica, los datos promedio fluctúan entre 400 Wh/m²/día y 600 Wh/m²/día de radiación con un total de 12 horas de sol al día aproximadamente (NEC, 2010). Ecuador es protagonista en los últimos años y un ejemplo a seguir en América Latina por usar recursos renovables e integrarlos en su matriz energética; el viento, los recurso hídricos y el sol son los autores del cambio del país una de sus muestras es el proyecto fotovoltaico de Galápagos (MEER, 2015).

En un estudio realizado en el edificio Cornelio Merchán de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca se encontró que con el uso de la energía solar fotovoltaica se redujo 9.7 ton de emisiones de CO₂ al año contribuyendo a la limpieza del aire de la zona y así al cuidado del ambiente (Serrano, Deleg, & Uguña, 2016) y desde el punto de vista económico se lograría un ahorro alrededor de 234 dólares anuales (Serrano, Pesántez, & Cueva, 2016).

1.4. Modelos Matemáticos de Evaluación de la Orientación y el Ángulo de Inclinación Óptimo.

1.4.1. Modelo Difuso Isotrópico

La radiación solar total en una superficie inclinada durante una hora es la suma de tres componentes, el componente directo que dependerá del ángulo de incidencia de los rayos solares, el componente difuso y el componente reflejado (Bakirci, 2012) y está definido por:

$$I_t = I_b R_b + I_d R_d + I_\rho R_r \quad (1)$$

Donde:

R_b R_d R_r Son los factores de conversión de cada componente.

Una cantidad considerable de la irradiación solar que llega a la superficie terrestre se refleja en ella. La fracción, de la irradiación solar que es reflejada por la superficie se conoce como albedo ρ . La irradiación reflejada I_ρ , es la fracción de la irradiación global I medida por las estaciones, que no se refleja en la superficie (SIAM, 2000).

$$I_\rho = (I * \rho) \quad (2)$$

El factor de conversión de la radiación solar directa es la relación entre la irradiancia solar directa sobre una superficie inclinada $I_{b,n}$ para una superficie I_b (Fylladitakis & Emmanouil, 2014) y está definido por la ecuación:

$$R_b = \frac{I_{b,n} \cos \theta}{I_{b,n} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3)$$

Donde:

$\cos \theta$ Es el ángulo de incidencia debido a que el sol tiene una trayectoria elíptica, el ángulo de incidencia del sol en el colector variara a lo largo del día y esta dado por la siguiente formula (Duffie, Beckman, & Worek, 1991):

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \\ & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \sin \phi \cos \gamma + \\ & \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \quad (4) \end{aligned}$$

Donde:

γ Es el ángulo acimut de orientación (Campuzano & Chiriboga, 2010).

$\cos \theta_z$ Es el ángulo cenital y está en función del ángulo de declinación solar δ , el ángulo de la hora solar ω y de la latitud ϕ (Fylladitakis & Emmanouil, 2014) y está definida por:

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (5)$$

El ángulo de declinacion solar esta conformado entre los rayos del sol y el plano ecuatorial de la tierra (Khoo, Reindl, & Aberle, 2014) y esta representado por al ecuacion:

$$\delta = 23.45 \sin \left[360 \left(\frac{284 + \eta}{365} \right) \right] \quad (6)$$

Donde:

η : Es el día del año.

El ángulo de la hora solar ω es la distancia angular entre el círculo de la hora del sol y el meridiano local. Conociendo la hora solar y sabiendo el origen de las coordenadas del meridiano local que corresponde a 15° se lo encuentra mediante la siguiente fórmula (CENSOLAR, 2014):

$$\omega = 15 * (HS - 0.5) - 12 \quad (7)$$

Donde:

HS: Es la hora solar

El factor de conversión de radiación difusa R_d es la proporción de incidencia de la radiación difusa sobre la superficie inclinada $I_{d,T}$ para el plano horizontal I_d (Fylladitakis & Emmanouil, 2014) y está definido por:

$$R_d = \frac{I_{d,T}}{I_d} = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (8)$$

Donde:

β : Es la inclinación de la superficie captadora.

El factor de conversión de la radiación reflejada R_r es parte de la incidencia de la radiación reflejada sobre una superficie inclinada $I_{r,T}$ para un horizontal I_r (Khoo et al., 2014) y está definida por:

$$R_r = \frac{I_{r,T}}{I_r} = \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (9)$$

Teniendo como irradiación solar total en una superficie I_T durante una hora está dado por:

$$I_T = I_b \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + I_d \frac{1 + \cos \beta}{2} + I_r \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (10)$$

Donde:

ρ : Puede tomar el valor estandar de 0.2 o puede variar según las diferentes superficies como muestra la siguiente tabla:

Tabla 2: *Valores de reflectancia según el tipo de superficie de la tierra. Fuente: Elaboración propia.*

Tipo de Superficie de la Tierra	Reflectancia
Nieve fresca	0.87
Concreto nuevo	0.33
Hormigón viejo	0.23
Arena seca	0.18
Arena húmeda	0.09
Bosque de coníferas	0.05

1.4.2. Modelo de Lui y Jordán

El modelo de Liu y Jordán es uno de los modelos de irradiación más antiguos y más simple (Liu & Jordan, 1961). Se asume un modelo isotrópico de cielo difuso y puede calcularse de la siguiente manera:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I_\rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (11)$$

Donde:

I_T Es la irradiancia total,

I_b Es la irradiación directa del haz sobre una superficie horizontal,

R_b La proporción del haz de radiación sobre la superficie inclinada para una superficie horizontal en cualquier momento,

I_d La irradiancia difusa horizontal,

β El ángulo de inclinación,

I_ρ La irradiación reflejada horizontal,

Un conocimiento a profundidad de este modelo está disponible en la literatura (Duffie et al., 1991). Mientras que esté es el método más trivial, la asunción de un cielo difuso isotrópico no es terminantemente verdad.

1.4.3. Modelo de Temps y Coulson

El contenido difuso del cielo es anisotrópico en la naturaleza. Hay un aumento en la intensidad de la radiación alrededor de la región circunsolar del cielo y en el horizonte.

(Coulson & Temps, 1977) desarrollaron un modelo de cielo anisotrópico para modificar el modelo isotrópico.

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1+\cos\beta}{2} \right) \left(1 + \sin^3 \frac{\beta}{2} \right) (1 + \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z) + I_\rho \left(\frac{1-\cos\beta}{2} \right) \quad (12)$$

Donde:

θ Es el ángulo de incidencia del sol.

θ_z El ángulo cenital.

$$\left(1 + \sin^3 \frac{\beta}{2} \right) \quad (13)$$

La ecuación anterior cuenta el aumento de luz del cielo cerca del horizonte durante días claros mientras que la siguiente cuenta la iluminación del cielo cerca del sol.

$$(1 + \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z) \quad (14)$$

1.4.4. Modelo de Klucher

En otros estudios, Klucher mostró que el modelo de Temps y Coulson proporciona una excelente predicción para condiciones de cielo claro, pero sobreestimaciones de cielos nublados. También encontró lo contrario a la verdad para el modelo de Liu y Jordan. A continuación el modelo Temp y Coulson modificado a (Klucher, 1979).

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1+\cos\beta}{2} \right) \left(1 + F \sin^3 \frac{\beta}{2} \right) (1 + F \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z) + I_\rho \left(\frac{1-\cos\beta}{2} \right) \quad (15)$$

Donde:

$$F = 1 - \left(\frac{I_d}{I} \right)^2 \quad (16)$$

La ecuación anterior es la función modulante para corregir el modelo anisotrópico de cielo claro de Temps y Coulson. Bajo un cielo nublado, F se convierte en cero, reduciendo el modelo de Klucher al modelo de Liu y Jordan. Bajo un cielo despejado, F se acerca a 1, reducir el modelo de Klucher al modelo de Temp y Coulson.

1.4.5. Modelo de Pérez, Ineichen, Michalsky y Stewart

El modelo de Pérez (Perez, Ineichen, Michalsky, & Stewart, 1990) se basa en un análisis estadístico detallado de los componentes del cielo difuso. El modelo rompe la irradiancia difusa en tres componentes de fondo isotrópica, circunsolar y zona de horizonte.

$$I_{d.tilt} = I_b \left(\frac{1+\cos\beta}{2} \right) (1 - F_1) + F_1 \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} + F_2 \sin\beta \quad (17)$$

Donde:

$I_{d.tilt}$ Es la irradiancia difusa inclinada total,

F_1 Es el coeficiente de brillo circunsolar,

F_2 Es el coeficiente de brillo del horizonte

F_1 y F_2 Se relacionan con condiciones de irradiancia de cielo, que se describen mediante tres variables:

- 1) Posición del sol (ángulo cenital θ_z)
- 2) Índice de claridad del cielo ε
- 3) Índice de brillo Δ .

El índice de claridad del cielo ε y el índice de brillo del cielo Δ se los definen con las siguientes formulas:

$$\varepsilon = \frac{I_{d+n} + I_{b,n} + 1.041 \theta_z^3}{I_d + 1.041 \theta_z^3} \quad (18)$$

$$\Delta = m \frac{I_d}{I_E} \quad (19)$$

Donde:

$I_{b,n}$ Es la irradiancia normal directa

m Masa de aire

I_E La irradiancia extraterrestre

Respecto al índice de claridad del cielo ε cuando la irradiación difusa sea cero, es decir, en horas de la noche y madrugada tomara valores de 1 para objetos de cálculo, mientras que en las 12 horas de sol variaran entre 0 y 10.

Radiación solar extraterrestre es la energía que recibe durante un periodo de tiempo una superficie del plano tangencial al planeta tierra en un punto situado al exterior de la atmosfera; plano que será también el horizontal de ese punto. Su unidad de medida es Wm^{-2} (Duffie et al., 1991). La radiación extraterrestre fue calculada según la relación propuesta:

$$I_E = 1367 * \left(1 + 0.033 * \left(\cos \frac{360*n}{365} \right) \right) \quad (20)$$

Donde:

n Es el número de días siendo 1 para el primero de enero y 365 para el último día del año.

Para hallar los coeficientes de brillo se toma en cuenta las funciones lineales como:

$$F_1 = f_{11}(\varepsilon) + \Delta f_{12}(\varepsilon) + \theta_z f_{13}(\varepsilon) \quad (21)$$

$$F_2 = f_{21}(\varepsilon) + \Delta f_{22}(\varepsilon) + \theta_z f_{23}(\varepsilon) \quad (22)$$

Los coeficientes $f_{11,12,13,21,22,23}$ de Pérez se detallan a continuación:

Tabla 3: Coeficientes usados en el modelo de Pérez para determinar las funciones lineales F_1 y F_2 . Fuente: (Perez et al., 1990)

ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
0, 1.065	-0.0083	0.5877	-0.0621	-0.0596	0.0721	-0.0220
1.065, 1.23	0.1299	0.6826	-0.1514	-0.0189	0.0660	-0.0289
1.23, 1.5	0.3297	0.4869	-0.2211	0.0554	-0.0640	-0.0261
1.5, 1.95	0.5682	0.1875	-0.2951	0.1089	-0.1519	-0.0140
1.95, 2.8	0.8730	-0.3920	-0.3616	0.2256	-0.4620	0.0012
2.8, 4.5	1.1326	-1.2367	-0.4118	0.2878	-0.8230	0.0559
4.5, 6.2	1.0602	-1.5999	-0.3589	0.2642	-1.1272	0.1311
6.2,	0.6777	-0.3273	-0.2504	0.1561	-1.3765	0.2506

Para encontrar el total de irradiación se debe resolver lo siguiente:

$$I_T = I_b R_b + I_{d,tilt} + I_p \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (23)$$

2. Capítulo 2: Datos Meteorológicos de la Ciudad de Cuenca

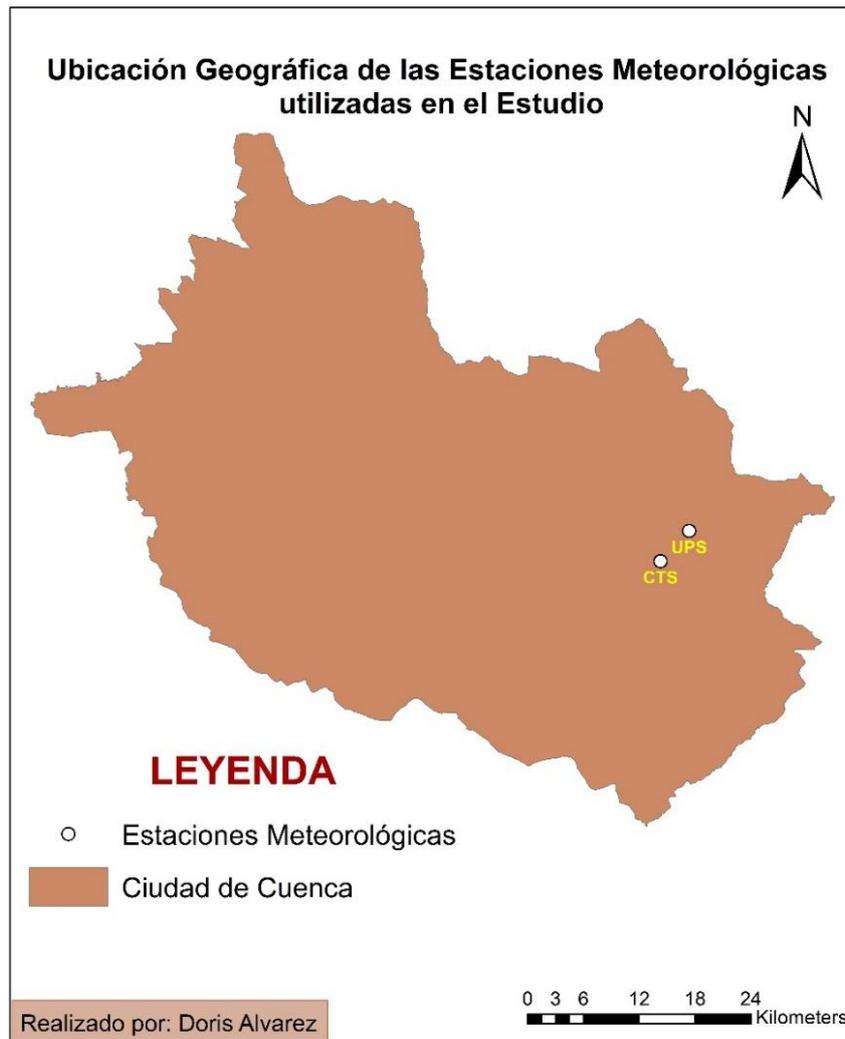
2.1. Fuente de los Datos

Los datos fueron generados en las estaciones meteorológicas que están ubicadas en el Colegio Técnico Salesiano y en la Universidad Politécnica Salesiana cuyas coordenadas se muestran en la tabla (4) y en el mapa (1) se visualiza su ubicación geográfica. Los datos de las dos estaciones son procesados y facilitados a los estudiantes gracias a un convenio con el INER (Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables) perteneciente a la Universidad.

Tabla 4: Coordenadas de las estaciones meteorológicas utilizadas. Fuente: (INER, 2017)

Estación	X	Y	Z
CTS	-2.91589	-79.01623	2561
UPS	-2.88619	-78.98858	2556

En la tabla anterior se encuentra las coordenadas medidas en grados de latitud, longitud y la altura sobre el nivel del mar medida en msnm de las estaciones del Colegio Técnico Salesiano (CTS) y la Universidad Politécnica Salesiana (UPS).



Mapa 1: Mapa de la ubicación geográfica de las estaciones meteorológicas donde se tomó los datos de entrada para los modelos matemáticos de evaluación de orientación y ángulo de inclinación de módulos solares. Fuente: Elaboración Propia.

2.2. Descripción de los Datos

Los datos recopilados se encuentran en una hoja de Excel, la cual contiene en columnas, el día, mes, hora del año y tres columnas para cada variable a analizar en cada año; de ella se realizó la media aritmética de las dos estaciones debido a que el estudio es en la ciudad de Cuenca y las 2 estaciones pertenecen al cantón. Luego se encontró la media anual, media mensual y media diaria de cada variable y por último la media de los tres años de estudio, para lograr obtener una sola columna para cada variable.

Cabe mencionar que el análisis estadístico únicamente se referirá a las variables de radiación tanto global como difusa y a la temperatura debido a que, la radiación es la propagación de

energía y su unidad de medida es Wh/m^2 en contraste que, la irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia de la radiación incidente por unidad de superficie y su unidad es W/m^2 . Al contar con una base de datos horarios y que las estaciones meteorológicas tienen la misma superficie, la radiación e irradiancia son las mismas.

A continuación, en las siguientes tablas se detalla los resultados obtenidos del procesamiento de los datos.

Tabla 5: Medias horarias y medias diarias de cada variable. Fuente: Elaboración propia (Software Excel).

Medias de Radiación	Wh/m²h	Wh/m²día
R.Global14	186.44	4474.62
R.Global15	184.82	4435.60
R.Global16	192.66	4623.90
R.Difusa14	119.31	2863.53
R.Difusa15	136.08	3265.88
R.Difusa16	155.09	3722.20
Medias De Irradiancia	W/m²h	W/m²día
I.Global14	186.44	4474.62
I.Global15	184.76	4434.15
I.Global16	192.56	4621.37
I. Difusa14	119.32	2863.71
I. Difusa15	136.08	3265.88
I. Difusa16	155.09	3722.20
Medias De Temperatura	°C	
T. 14	14.98	
T. 15	15.33	
T. 16	15.38	

Análisis: En la tabla (5) se detalla las medias de las variables respecto a cada año de estudio; la radiación tanto global como difusa se mide en Wh/m^2 , la irradiancia global y difusa en W/m^2 y la temperatura en grados centígrados. En la columna dos se muestra la media horaria y en la columna tres la media diaria de cada año, lo cual significa que por ejemplo en el año 2014 la radiación global promedio en una hora es $186.44 \text{ Wh/m}^2\text{h}$, la difusa es 119.31

Wh/m²h y las medias diarias son 4474.62 y 2863.53 Wh/m²día respectivamente, mientras que la temperatura en el mismo año es 14.98 ° C.

Tabla 6: Medias diarias de cada año de estudio y de cada variable. Fuente: Elaboración propia (Software Excel).

Medias Diarias De Cada Año De Estudio					
Año	Radiación Global	Irradiación Global	Radiación Difusa	Irradiación Difusa	Temperatura
2014	4494.44	4494.44	2883.78	2883.78	15.01
2015	4444.52	4444.52	3269.79	3269.79	15.34
2016	4621.10	4621.10	3723.60	3723.60	15.39

Análisis: La tabla anterior muestra las medias diarias de cada año de estudio de las variables de radiación global, radiación difusa, irradiación global y difusa y de la temperatura. Se puede apreciar que la media de radiación global mayor se registra en el año 2016 con 4621.10 Wh/m²día al igual que la radiación difusa con 3723.60 Wh/m²día y la temperatura con 15.39° C. Los mínimos se observan en el año 2014 para la radiación difusa y la temperatura mientras que para la radiación global se visualiza en el año 2015.

Tabla 7: Medias diarias de cada mes de los tres años de estudio. Fuente: Elaboración propia (Software Excel).

Medias Diarias De Cada Mes					
Mes	R. Global	I. Global	R. Difusa	I. Difusa	Temperatura
Enero	5117.27	5117.27	3559.73	3559.73	16.00
Febrero	4992.02	4992.02	3691.29	3691.29	16.27
Marzo	4292.91	4292.91	3049.32	3049.32	15.75
Abril	4213.58	4213.58	3050.58	3050.58	15.55
Mayo	4243.94	4243.94	2968.05	2968.05	15.49
Junio	3645.50	3645.50	2474.71	2474.71	14.28
Julio	3777.77	3777.77	2411.02	2411.02	14.24
Agosto	4007.04	4007.04	3064.32	3064.32	14.20
Septiembre	4740.87	4740.87	3564.57	3564.57	14.81
Octubre	4672.81	4672.81	3803.73	3803.73	15.14
Noviembre	5396.14	5396.14	4033.08	4033.08	15.54
Diciembre	5149.41	5149.41	3844.57	3844.57	15.70
Media anual	4520.02	4520.02	3292.39	3292.39	15.25

Análisis: La tabla muestra las medias diarias de cada mes promedio de los tres años de estudio pudiendo observar que el mes con mayor radiación global es noviembre al igual que radiación difusa pero la temperatura difiere ya que los meses con temperaturas más altas son febrero y enero con 16.27° y 16.00° respectivamente. La última fila muestra la media anual de cada variable, la radiación global con una media de $4520.02 \text{ Wh/m}^2\text{día}$, la radiación difusa con $3292.39 \text{ Wh/m}^2\text{día}$ y la temperatura de 15.25° C .

Tabla 8: Valores máximos y mínimos de radiación global diaria de cada mes de estudio. Fuente: Elaboración propia.

Mes	Máximo	Mínimo
	Wh/m ²	Wh/m ²
Enero	6346.32	2912.67
Febrero	5878.57	4085.24
Marzo	5506.91	2909.77
Abril	5598.00	3249.50
Mayo	4859.00	3297.00
Junio	4602.00	2182.83
Julio	4953.17	2218.17
Agosto	5163.33	2419.83
Septiembre	5915.33	3221.50
Octubre	6449.17	3230.83
Noviembre	7565.67	3436.67
Diciembre	6563.33	3805.67

Análisis: En la tabla (8) podemos observar los valores máximos y mínimos diarios de cada mes podemos observar que los valores de radiación global máximos son superiores a $5000 \text{ Wh/m}^2\text{día}$ con excepción de los meses de invierno que son mayo, junio y julio cuyos valores son menores mientras que el máximo de máximos se muestra en el mes de noviembre con $7565.67 \text{ Wh/m}^2\text{día}$ que corresponde al día 20 de noviembre, es decir, que el día del año con mayor radiación global fue el 20 de noviembre. Respecto a los valores mínimos diarios de cada mes están en un rango de $2000 \text{ Wh/m}^2\text{día}$ a $4000 \text{ Wh/m}^2\text{día}$, el mínimo de mínimos se registra en el mes de junio con una media diaria de $2182.83 \text{ Wh/m}^2\text{día}$ que pertenece al día 23 de junio.

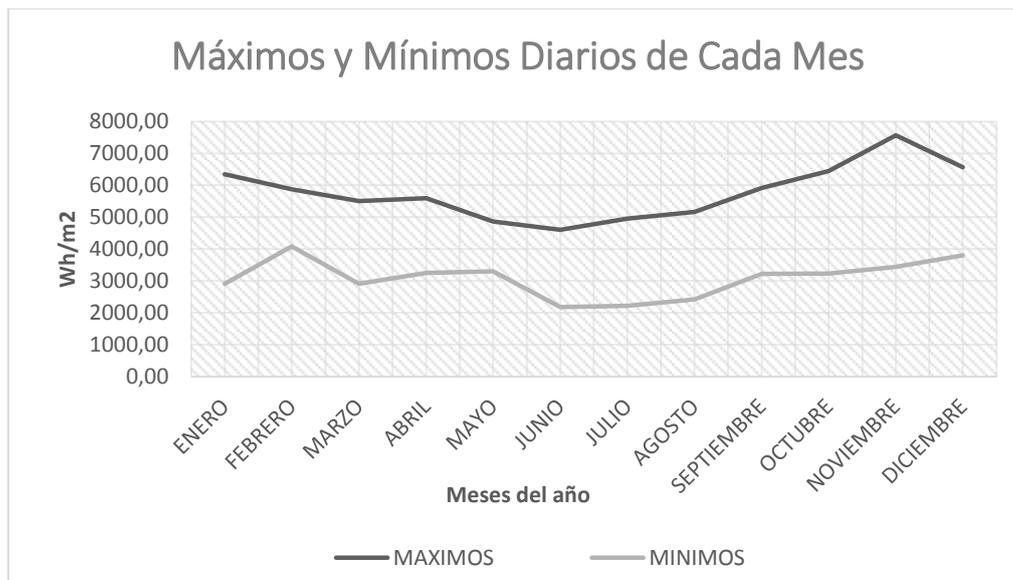


Ilustración 15: Máximos y mínimos diarios de radiación global de cada mes. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: En la gráfica se puede observar la línea negra que representa la media diaria mayor de cada mes siendo la máxima de máximas en el mes de noviembre, mientras que la línea gris representa los valores mínimos diarios de cada mes, el valor mínimo de mínimos se registra en el mes de junio.

2.3. Estadísticos Descriptivos de las Variables en los Tres Años de Estudio

Se realizara una estadística descriptiva de los datos de tres años consecutivos en intervalos de una hora de cinco variables como son la radiación global, radiación difusa, irradiación global, irradiación difusa y temperatura. A continuación, se encuentran las tablas de estadísticos descriptivos o deductivos, los cuales organizan y describen el conjunto de datos con el fin de identificar las características de los datos mediante técnicas gráficas y numéricas.

Se toma en cuenta estadísticos de tendencia central como media, medianas y moda; estadísticos de distribución como asimetría y curtosis y estadísticos de dispersión como desviación estándar, varianza, rango, máximo, mínimo y el error estándar. A más de ello valores de cuartiles y percentiles.

El rango muestra la diferencia entre el máximo valor con el mínimo valor. La varianza es un estimador sesgado mientras que la desviación estándar es la raíz cuadrada de la varianza y sus

resultados expresan la distancia promedio de los datos a su media aritmética. Los percentiles tomados en cuenta son el 25% 50% y 75%. Respecto al error típico de la media, este se basa en el teorema del límite central e intervalos de confianza, para estimar la media poblacional, es decir, que tan cerca está la media muestral de la media poblacional.

Los estadísticos de descripción son la asimetría o sesgo y la curtosis. La asimetría es el grado de anomalías que tiene una distribución de datos y se relaciona con las medidas de tendencia central según la siguiente tabla:

Tabla 9: Relación de la asimetría con las medidas de tendencia central. Fuente: Elaboración propia.

Simetría	Relación	Asimetría
Simétrica o insesgada	Moda= Mediada= Media	= 0
Sesgo positivo o a la derecha	Moda > Mediada > Media	> 0
Sesgo negativo o a la izquierda	Moda < Mediada < Media	< 0

El comportamiento de la curva gaussiana en el primer caso será normal o central, porque la media, mediana y moda coinciden, por lo cual es una curva insesgada o de sesgo cero; cuando el sesgo sea positivo la curva se desplaza hacia la derecha, es decir, que existirá mayor acumulación a la izquierda y si el sesgo es negativo actúa de forma contraria. En cuanto a la curtosis este valor mide que tan puntiaguda es la distribución de los datos con respecto a la normal, en base a ello existen tres términos:

- Mesocúrtica: La distribución normal está en término medio y es igual a tres.
- Leptocúrtica: Las distribuciones son más puntiagudas y es mayor a tres.
- Platocúrtica: Las distribuciones son menos puntiagudas y es menor a tres.

Tabla 10: Estadísticos de tendencia central de las variables de estudio. Fuente: Elaboración propia (Software SPSS).

Estadísticos					
	R. Global	R. Difusa	I. Global	I. Difusa	Temperatura
Nº Datos	8760	8760	8760	8760	8760
Media	188,17	137,04	188,15	137,05	15,24
Error estándar de la media	2,74	1,97	2,74	1,97	0,031

Mediana		9,49	8,66	9,01	8,66	14,88
Moda		,00	,00	,00	,00	12,67
Desviación estándar		256,44	185,14	256,53	185,14	2,91
Varianza		65762,3	34277,5	65809,3	34276,9	8,499
Asimetría		1,121	1,146	1,122	1,145	0,251
Error estándar de asimetría		0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
Curtosis		-0,015	0,155	-0,013	0,155	-0,74
Error estándar de curtosis		0,052	0,052	0,052	0,052	0,05
Rango		1088,17	825,33	1088,17	825,33	16,35
Mínimo		0,00	0,00	0,00	0,00	7,02
Máximo		1088,17	825,33	1088,17	825,33	23,37
Suma		1648426	1200517	1648206	1200560	133523,4
Percentiles	25	0,00	0,00	0,00	0,00	12,96
	50	9,49	8,66	9,01	8,66	14,88
	75	377,15	271,16	377,09	271,16	17,533

Análisis: La media registrada en la tabla anterior muestran que la cantidad promedio de radiación en una hora es 188.176 Wh/m²h para la radiación global y 137.0453 Wh/m²h para la difusa mientras que en la Cuenca la temperatura media horaria es 15.24° C.

La moda es cero debido a que es el número que más se repite en la serie de datos porque desde las 20:00 horas del día hasta las 6:00 del siguiente no existe radiación alguna mientras que la temperatura registrada más veces (moda) es 12.67° C. La desviación estándar en las cuatro primeras variables es bastante alta debido a que existe valores mínimos muy alejados de los máximos es así que el valor menor es 0 y los máximos varían según la variable, por ejemplo la radiación global es 1 088.17 Wh/m²h y la difusa está en 825.33 Wh/m²h, la desviación presenta valores entre 180 y 260. Pero en la variable temperatura es mucho menor de 2.92 porque su mínimo es 7.02° C y el máximo es 23.37° C, es decir, tiene un rango de 16.35, que son valores muy alejados y de comportamiento totalmente diferente a las radiaciones e irradiaciones.

Respecto a los estadísticos de distribución que son la asimetría y la curtosis se puede indicar que, la asimetría presenta valores mayores a cero en sus cinco variables, lo que quiere decir que tiene un sesgo a la derecha o positivo en su distribución. En cuanto a la curtosis todas las variables presentan valores menores a 3, es decir, son platocúrtica cuyas distribuciones son menos puntiagudas que la normal.

En la relación a los errores, tanto el estándar de la media como el estándar de la asimetría y curtosis son valores bastante bajos, es así que, de los dos últimos son menores a uno con 0.26 y 0.52 respectivamente, aunque la media tenga una error entre 1.9 y 2.7 son mayores a los antes mencionados.

2.4. Gráficas

En cuanto a gráficas se presentaran histograma de frecuencias con la respectiva curva de normalidad, sabiendo que un histograma es una gráfica de rectángulos sobre un eje cartesiano en donde el área de cada uno representa el intervalo de clase de la tabla de frecuencias y nos sirve para comparar magnitudes de cada intervalo de clase. También se realizan gráficos de barras de los promedios anuales de cada variable para poder analizar su variabilidad en el tiempo.

2.4.1. Variabilidad en los tres años de estudio

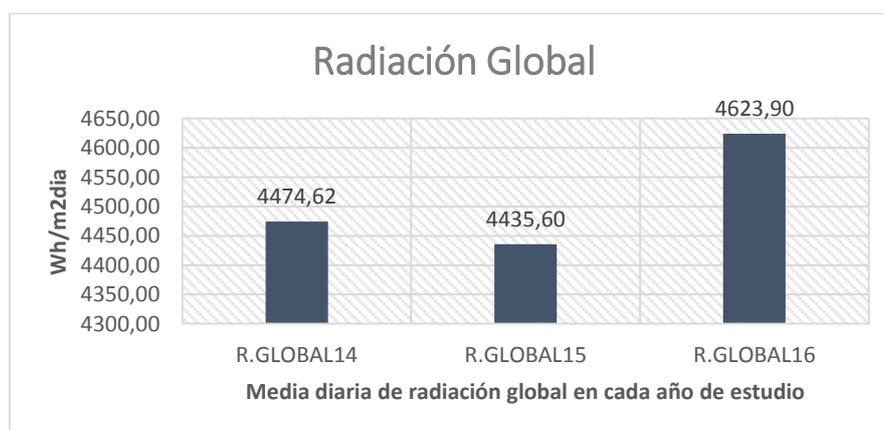


Ilustración 16: Media diaria de radiación global. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: La radiación global es la mayor de las radiaciones ya que es la sumatoria de la difusa y la directa y según la ilustración se puede observar que en el año 2016 existe mayor radiación por día con 4 623.9 Wh/m²día, seguida del año 2014 y el de menor radiación promedio diaria es el año 2015.

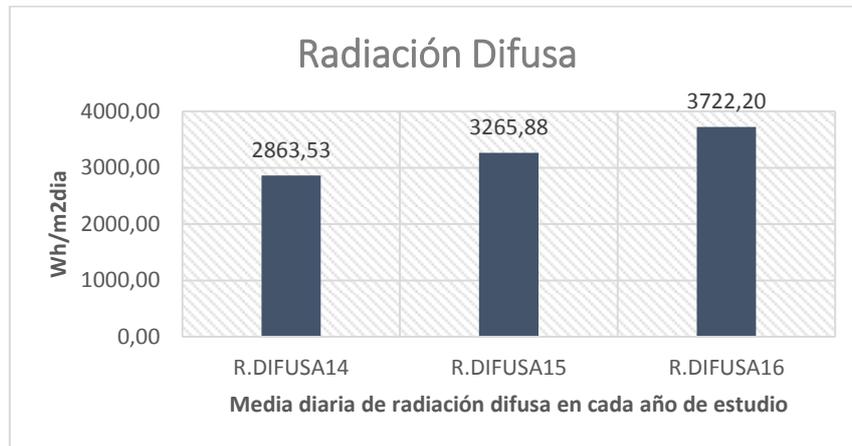


Ilustración 17: Media diaria de radiación difusa. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: Con respecto a la radiación difusa se puede visualizar que ha aumentado en el tiempo es así que las medias son 2 863.53, 3 265.88, 3 722.20 Wh/m²día de los años 2014, 2015 y 2016 respectivamente. En base a los resultados se dice que la radiación directa en el año 2014 es mayor con respecto al 2015 pero la difusa es menor y en el caso del año 2015 el comportamiento es contrario.

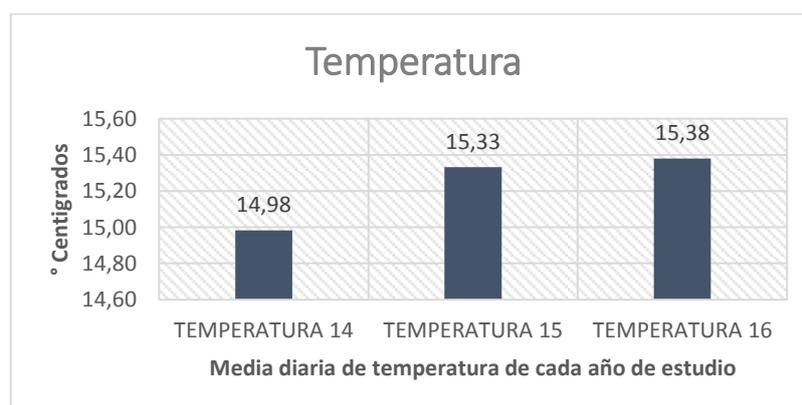


Ilustración 18: Media diaria de radiación global. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: El año 2014 fue un año de temperaturas menores con una media de 14.98° C mientras que en el año 2015 y 2016 la situación ha cambiado aumentando la temperatura a

15.33 y 15.38 °C respectivamente; observando una ligera variación de la media entre los dos últimos años de estudio.

2.4.2. Variabilidad de los datos con respecto a los meses del año

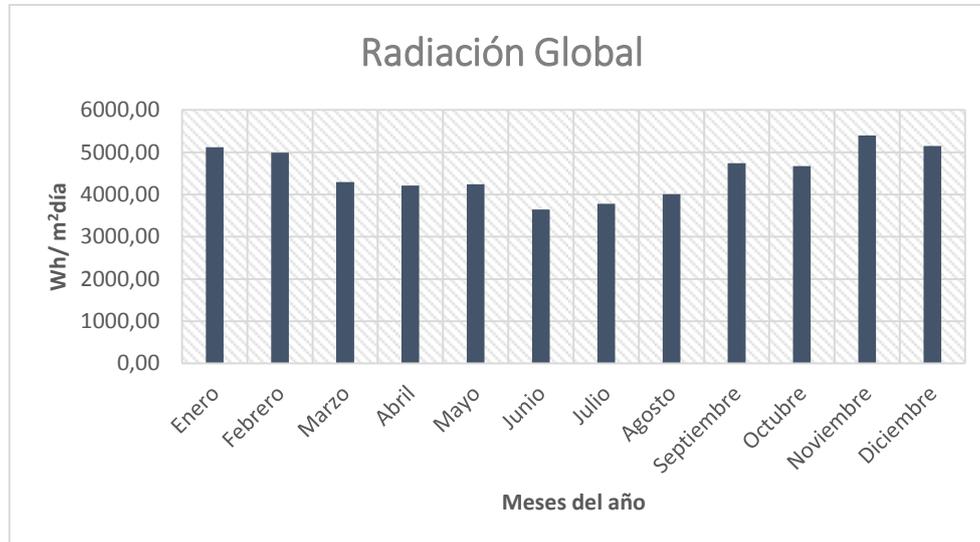


Ilustración 19: Variación de la radiación global con respecto a cada mes del año. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: Respecto a la radiación global se puede observar que los meses que presentan mayor radiación son noviembre, diciembre, enero y febrero en orden descendente siendo la máxima radiación 5396.14 Wh/m²día perteneciente al primer mes mencionado anteriormente. Los meses con menor radiación solar son junio, julio y agosto, lo cual se puede entender porque son meses de alta presencia de nubosidad, por ello la radiación disminuye. Los meses de septiembre, octubre, marzo, mayo y abril tienen condiciones medias de generación de energía solar en relación a los meses restantes.

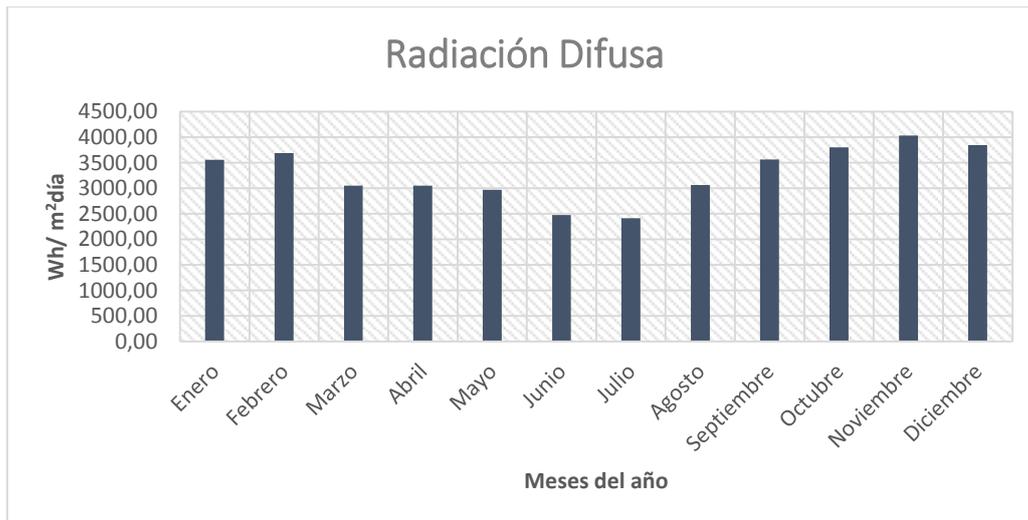


Ilustración 20: Variación de la radiación difusa con respecto a cada mes del año. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: La radiación difusa presenta valores menores a la global pero el mes de máxima radiación coincide siendo noviembre con 4033.08 Wh/m² a este mes le siguen octubre y diciembre con valores muy cercanos de 3803.73 Wh/m²día y 3844.57 Wh/m²día respectivamente. La mínima radiación difusa se da en el mes de julio con 2411.02 Wh/m²día seguidos de junio, marzo y agosto.

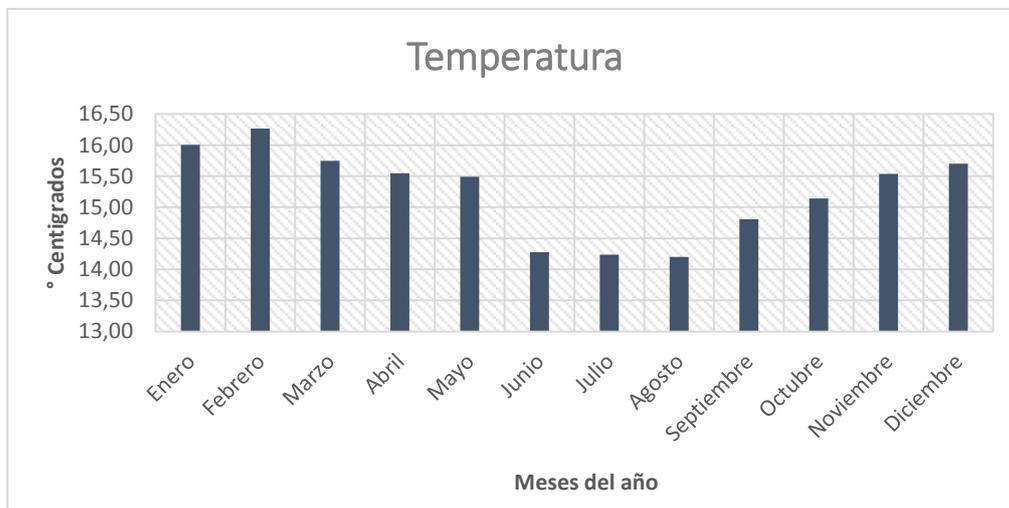


Ilustración 21: Variación de la temperatura con respecto a cada mes del año. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: La variable temperatura tiene un comportamiento diferente a la radiación e irradiación porque se puede observar en el gráfico que los meses más fríos y de invierno son agosto, julio, junio y septiembre con valores de 14.20°, 14.24°, 14.28° y 14.81° centígrados respectivamente lo cual tiene concordancia ya que a menor radiación menor temperatura.

Mayores temperaturas se registran en los primeros meses del año, febrero con 16.27° C y enero con 16° C.

2.4.3. Histogramas

Para realizar el histograma de frecuencias de la radiación global y difusa se procedió a dividir los datos en 20 intervalos y el número de valores de cada intervalo es para el caso de la radiación global 55 datos y para la radiación difusa 45 datos. Cabe mencionar que los datos de radiación son únicamente de las 12 horas de sol diarias debido a que en las noches y madrugadas el valor de radiación es cero y no permitía ver el verdadero comportamiento de las variables en las gráficas. A continuación se presenta los gráficos:

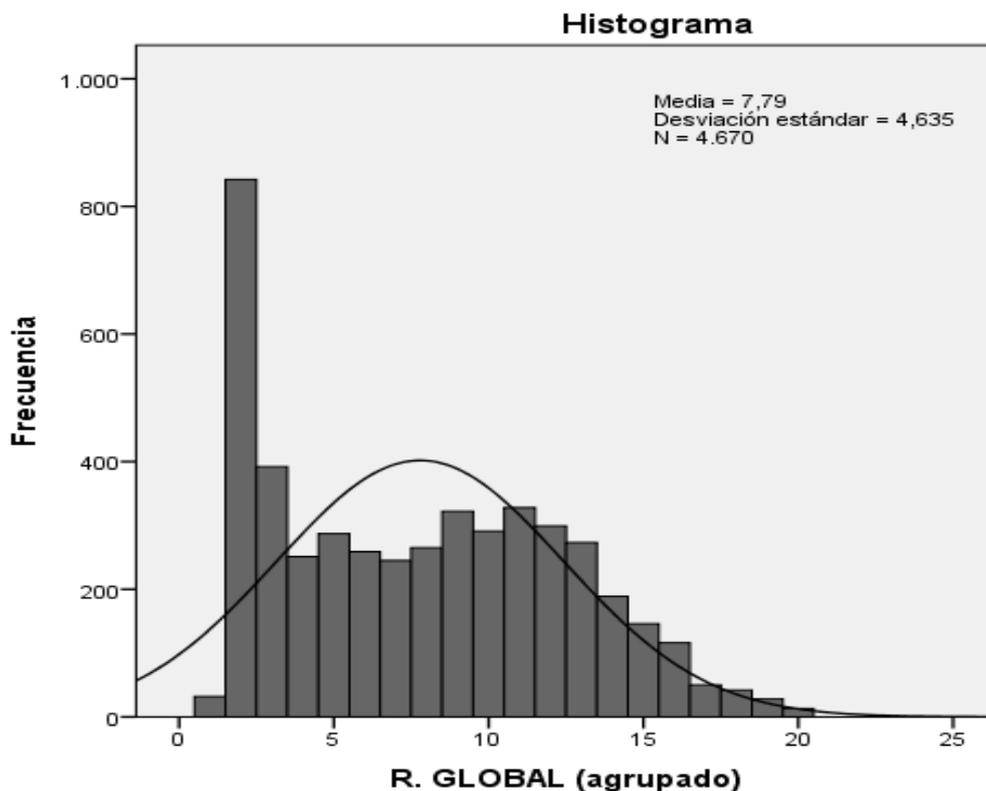


Ilustración 22: Histograma de frecuencias de la radiación global. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: La ilustración anterior muestra el histograma de frecuencias de radiación global de las 12 horas de sol diarias de un año calendario con un número de datos de 4670, en la misma se muestra la distribución de 20 intervalos de clase con 55 datos cada uno. Se puede observar que existe mayor frecuencia en la segunda barra cuyo rango es de 55 Wh/m² hasta 110

Wh/m² lo que representa el 18% del total de los datos, seguido de la tercera barra que esta entre 990 Wh/m² y 1045 Wh/m², el intervalo que menor frecuencia presenta es el último con tan solo 13 datos que nos quiere decir que en menor proporción encontraremos radiaciones horarias superiores a los 1000 Wh/m². Vale aclarar que la media de los datos es 343.5 Wh/m² lo cual según la gráfica se encuentra en el intervalo número 8.

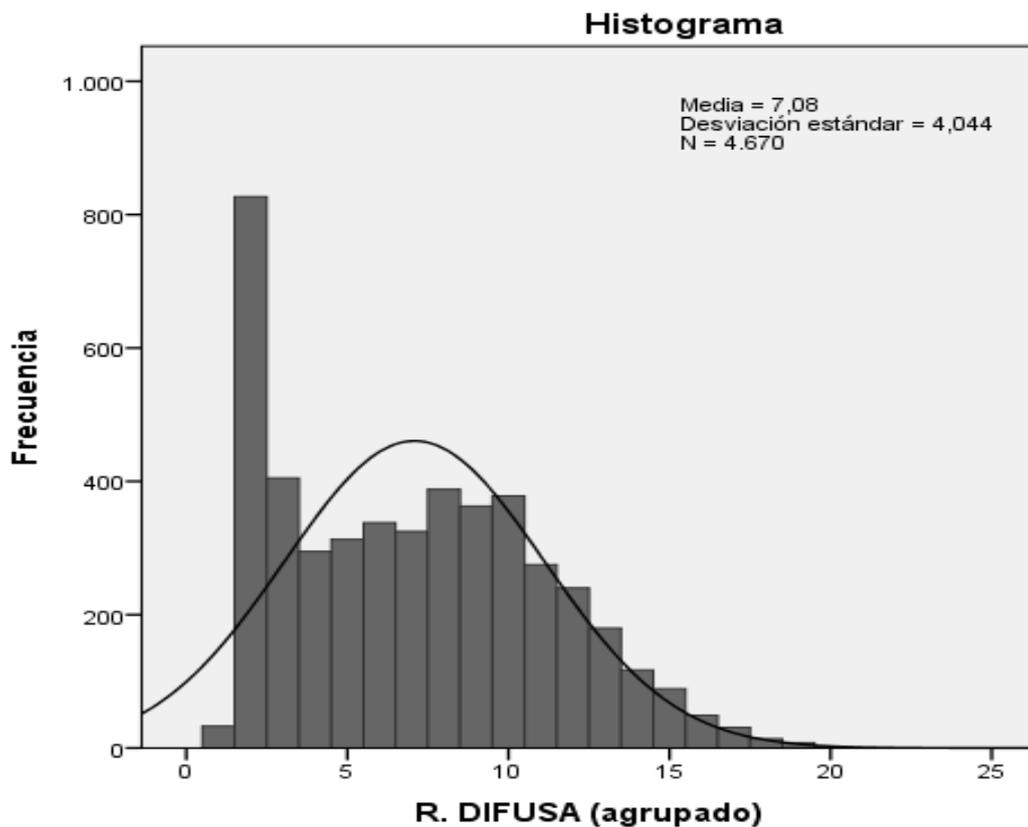


Ilustración 23: Histograma de frecuencias de la radiación difusa. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: La radiación difusa presenta un comportamiento similar a la radiación global, en cuanto al número de datos tomados para la gráfica es el mismo de la variable anterior con 4670 y la distribución es similar. Los valores más altos de radiación difusa representan la menor frecuencia debido a que únicamente 2 datos superan los 800 Wh/m² y a medida que los valores de radiación disminuyen las frecuencias aumentan. El intervalo con mayor frecuencia es el segundo que representa valores entre 1 Wh/m² y 45 Wh/m² y tienen 827 datos con un aproximada de 18% del total. En cuanto a la desviación estándar el valor obtenido es 4.04 una desviación moderada debido a que datos de radiación diaria presenta

valores extremadamente bajos en el amanecer y atardecer pero existen valores al medio día que superan los 700 Wh/m².

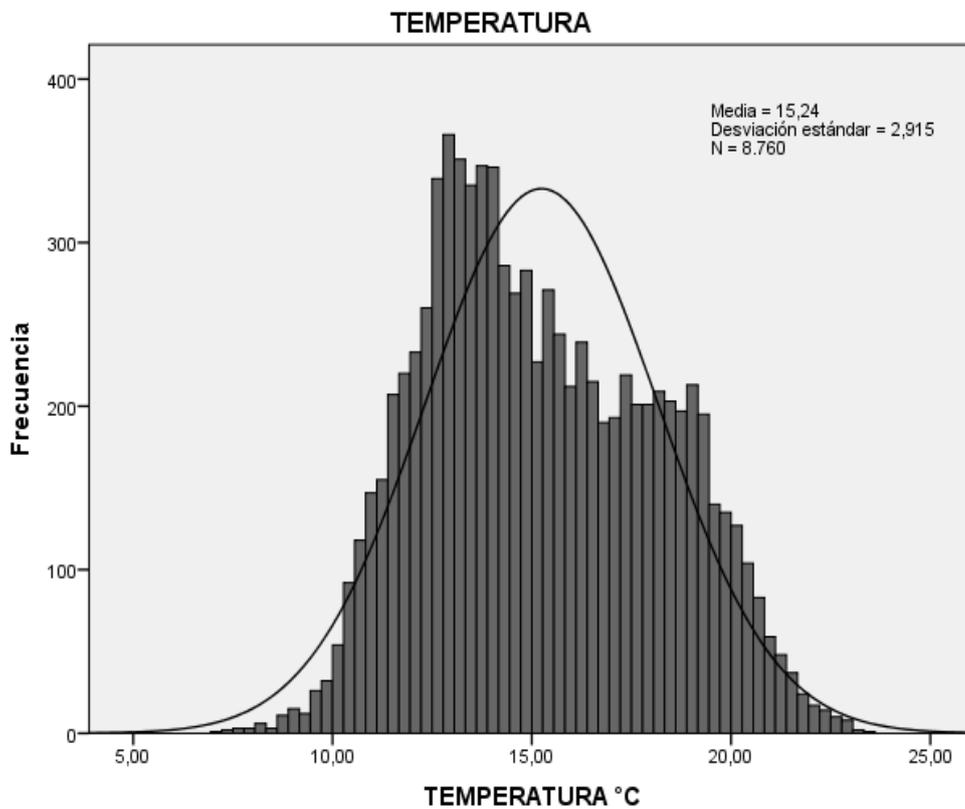


Ilustración 24: Histograma de frecuencias de la temperatura. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: Siendo 15.24° C la media anual, se puede observar la distribución del intervalo de clases la cual va desde valores superiores a 5° C y menores a 25° C. Las barras que se encuentran más altas de la curva de distribución normal significan que son valores que tienen una mayor frecuencia, es decir, que se repiten más veces que los valores que muestran barras de menor tamaño. Este comportamiento se debe a que como la ciudad de Cuenca está ubicada en la región sierra no presenta valores de temperatura altos.

2.4.4. Obtención de la radiación directa

Dentro del análisis de datos se debe hallar la radiación directa la cual se lo hace mediante la fórmula:

$$R_{GLOBAL} = R_{DIFUSA} + R_{DIRECTA} \quad (24)$$

Despejando la ecuación se obtiene la siguiente tabla de radiación directa promedio mensual de los tres años de estudio.

Tabla 11: Media diaria de cada mes de radiación directa. Fuente: Elaboración propia.

Mes	Radiación Directa (Wh/m²día)
Enero	1557.55
Febrero	1300.73
Marzo	1243.59
Abril	1163.01
Mayo	1275.89
Junio	1170.79
Julio	1366.75
Agosto	942.72
Septiembre	1176.31
Octubre	869.09
Noviembre	1363.06
Diciembre	1304.84
Promedio Anual	1227.63

Análisis: Respecto a la radiación directa la tabla anterior muestra la media diaria de cada mes la cual fue calculada en base a la ecuación 1 que está en función de la radiación global y radiación difusa. El mes que presenta el máximo valor es enero con 1557.55 Wh/m²día, el valor mínimo es 869.09 Wh/m²día registrado en el mes de octubre. Valores medios se visualizan en los meses de febrero, julio, noviembre y diciembre con 1300.73 Wh/m²día, 1366.75 Wh/m²día, 1363.06 Wh/m²día y 1304.84 Wh/m²día respectivamente.

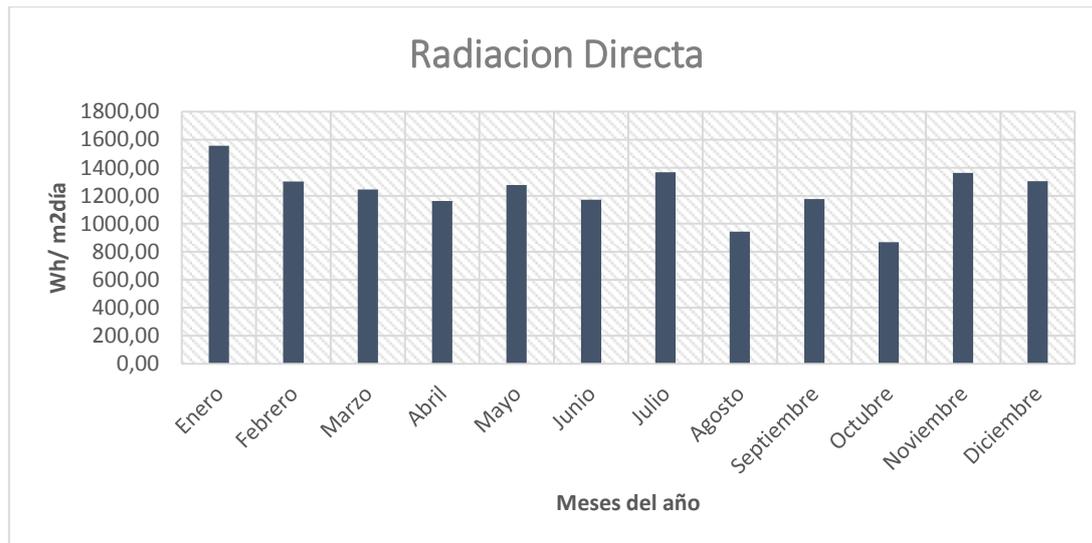


Tabla 12: Variación mensual de la radiación directa. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: Los valores de radiación directa más representativos corresponden a los meses de noviembre, julio y enero con los 3 valores más altos desde 1360 Wh/m²día hasta valores superiores a 1550 Wh/m²día seguidos de diciembre, febrero, mayo y marzo con valores medios que oscilan entre 1300 Wh/m²día hasta 1200 Wh/m²día y los de condiciones más desfavorables desde el punto de vista energético están los meses de octubre, agosto, abril, junio y septiembre que no superan los 1150 Wh/m²día.

3. Capítulo 3: Modelos Matemáticos

3.1. Glosario

I_t Irradiación total

I_b Irradiación directa

I_d Irradiación difusa

I_p Irradiación reflejada

I Irradiación global

R_b R_d R_r Factores de conversión de cada componente

δ Declinación solar

ω Ángulo de la hora solar

ϕ Latitud

η Día del año

β Inclinación de la superficie

ρ Reflectancia

θ Ángulo de incidencia del sol

θ_z Ángulo cenital

F, F_1, F_2 Coeficientes de ajuste

γ Ángulo acimut

3.2. Variables de los Modelos

3.2.1. Irradiación reflejada

Para hallar la radiación reflejada se utilizó la ecuación 2 la cual está en función del albedo ρ y la irradiación global I . Según la tabla (2) ρ toma el valor de 0.23 que corresponde al tipo de superficie de hormigón viejo mientras que I es un valor horario de todo un año. De forma aleatoria se tomó una fecha para ejemplificar el proceso llevado a cabo para encontrar la irradiación total según los modelos descritos en el capítulo 1. El día escogido es el 26 de mayo a las 12h, entonces:

$$I = 757.0 \text{ Wh/m}^2$$

$$\rho = 0.23$$

$$I_\rho = (I * \rho)$$

$$I_\rho = \left(757.0 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} * 0.23 \right)$$

$$I_\rho = 174.11 \text{ Wh/m}^2$$

3.2.2. Declinación solar

La declinación solar y las demás variables que se describen a continuación están medidas en grados sexagesimales, cabe recalcar que para objeto del software utilizado se obtuvo también los valores en radianes pero la forma de expresar los ángulos en el presente trabajo es en grados sexagesimales. Las tablas que generan los gráficos realizados de cada ángulo calculado se encuentra en el anexo (1). Respecto a la declinación solar se utilizó la ecuación (7) que se muestra a continuación:

$$\delta = 23.45 \sin \left[360 \left(\frac{284 + \eta}{365} \right) \right]$$

Donde η tomó un valor de 146 que corresponde a la misma fecha antes mencionada de 146; reemplazando el resultado para ese día específico es:

$$\delta = 23.45 \sin \left[360^\circ \left(\frac{284 + 146}{365} \right) \right]$$

$$\delta = 21.096^\circ$$

Como se indicó en la tabla (1) la declinación solar tiene un rango de desde -23.45° hasta 23.45° a lo largo de un año la siguiente gráfica muestra esa variabilidad y Sobra decir, que la declinación no es para un lugar en específico, sino que es la desviación del eje de rotación para todo el planeta.

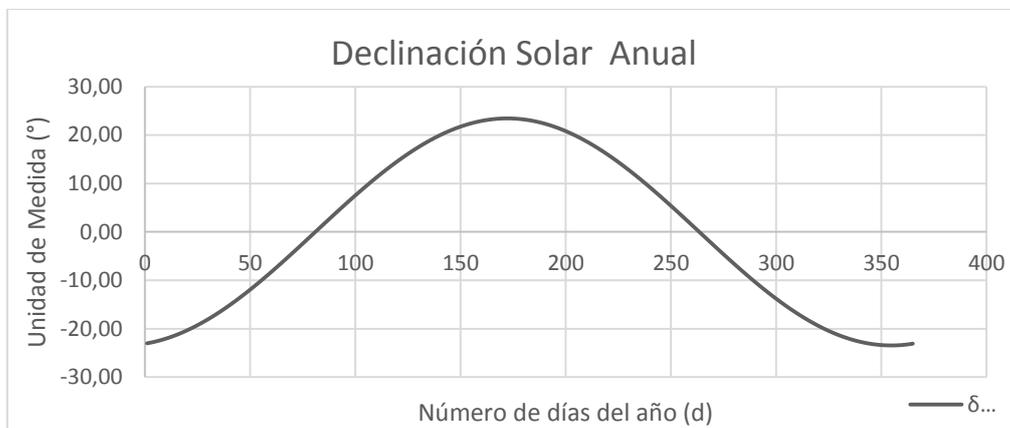


Ilustración 25: Variabilidad diaria de la declinación solar a lo largo de un año. Fuente: Elaboración Propia.

3.2.3. Ángulo de la hora solar

Para encontrar el ángulo de la hora solar se usó la ecuación (8), la cual está en función de la hora solar, que para el caso anterior es 12h entonces:

$$\omega = 15 * (HS - 0.5) - 12$$

$$\omega = 15 * (12 - 0.5) - 12$$

$$\omega = -7.5^\circ$$

El ángulo de la hora solar tiene un campo de acción de -180° hasta 180° en la gráfica podemos observar como varía dicho ángulo en función de la hora solar a lo largo de un día. Como se dice en la tabla (1) el ángulo de la hora solar al medio día cuando el sol esta

perpendicular al observador es 0° entonces en el caso particular del 26 de mayo ese momento es a las 12:30 minutos como muestra la siguiente gráfica:

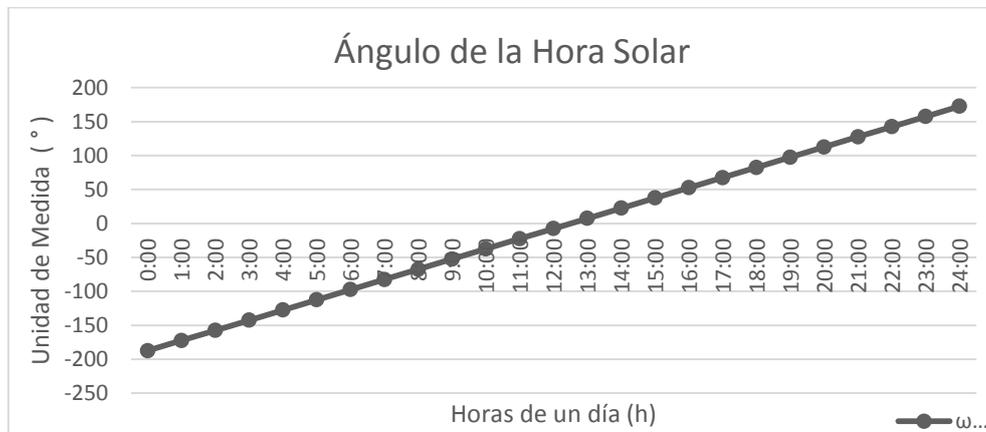


Ilustración 26: Variabilidad horaria del ángulo de la hora solar en un día. Fuente: Elaboración propia.

3.2.4. Ángulo de incidencia del sol

Para encontrar el ángulo de incidencia solar θ se llevó a cabo mediante la ecuación (5) propuesta por Duffie, Beckman y Worek en 1991 que se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \text{sen } \delta \text{ sen } \phi \cos \beta - \text{sen } \delta \text{ sen } \phi \cos \gamma \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \text{ sen } \phi \text{ sen } \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \text{ sen } \beta \text{ sen } \gamma \text{ sen } \omega \end{aligned}$$

Donde:

$$\delta = 21.096^\circ$$

$$\omega = -7.5^\circ$$

$$\phi = -2.89^\circ$$

$$\beta = 5^\circ$$

$$\gamma = 90^\circ$$

Para la fecha propuesta se tienen los datos descritos, la latitud ϕ fue tomada de la estación meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana la cual se detalla en la tabla (4). Los ángulos β y γ corresponden al ángulo de inclinación de los paneles solares y al ángulo de orientación de los mismos; los cuales para la explicación se toman valores aleatorios de 5° y 90° respectivamente. Resolviendo la ecuación se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \cos \theta &= (\text{sen } 21.096 \text{ sen } (-2.89) \cos 5) - (\text{sen } 21.096 \text{ sen } (-2.89) \cos 90) \\ &+ (\cos 21.096 \cos (-2.89) \cos 5 \cos 0) \\ &+ (\cos 21.096 \text{ sen } (-2.89) \text{ sen } 5 \cos 90 \cos(-7.5)) \\ &+ (\cos 21.096 \text{ sen } 5 \text{ sen } 90 \text{ sen } (-7.5)) \\ \cos \theta &= 0.8916 \\ \theta &= \text{acos}(0.8916) \\ \theta &= -26.92^\circ \end{aligned}$$

La gráfica del ángulo de incidencia del día 26 de mayo en las 24 horas tiene la siguiente forma:

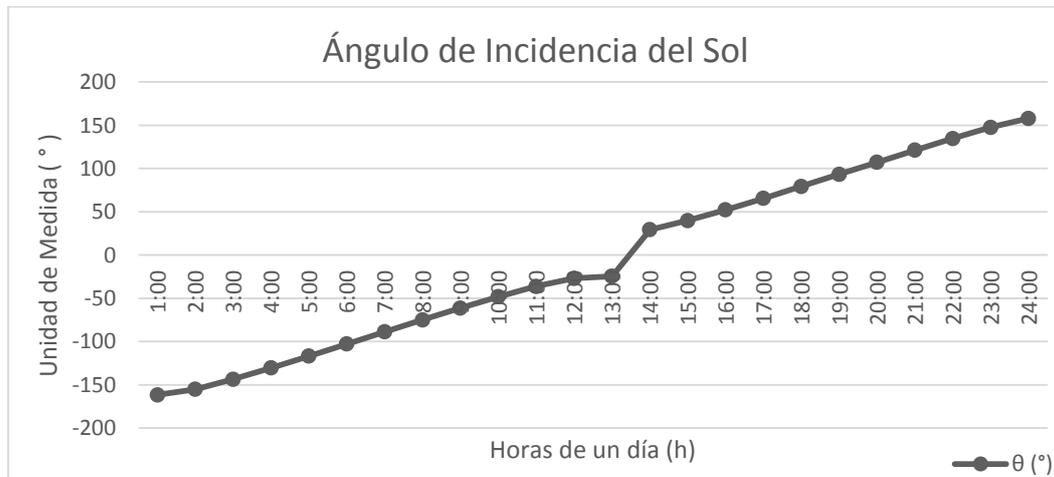


Ilustración 27: Variabilidad horaria del ángulo de incidencia solar en el día 26 de mayo. Fuente: Elaboración propia.

3.2.5. Ángulo cenital

El ángulo cenital está en función de los ángulos de declinación solar, hora solar y latitud en base a la ecuación (6). Desarrollando la ecuación para la fecha de ejemplo tenemos:

$$\begin{aligned} \cos \theta_z &= \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \\ \cos \theta_z &= \cos(-2.89) \cos 21.096 \cos 0 + \sin(-2.89) \sin 21.096 \\ \cos \theta_z &= 0.9056 \\ \theta_z &= \text{acos}(0.9056) \\ \theta_z &= 25.086^\circ \end{aligned}$$

La gráfica que se observa más adelante describe la variabilidad en las 24h del día 26 de mayo. (Ver Anexo 1).

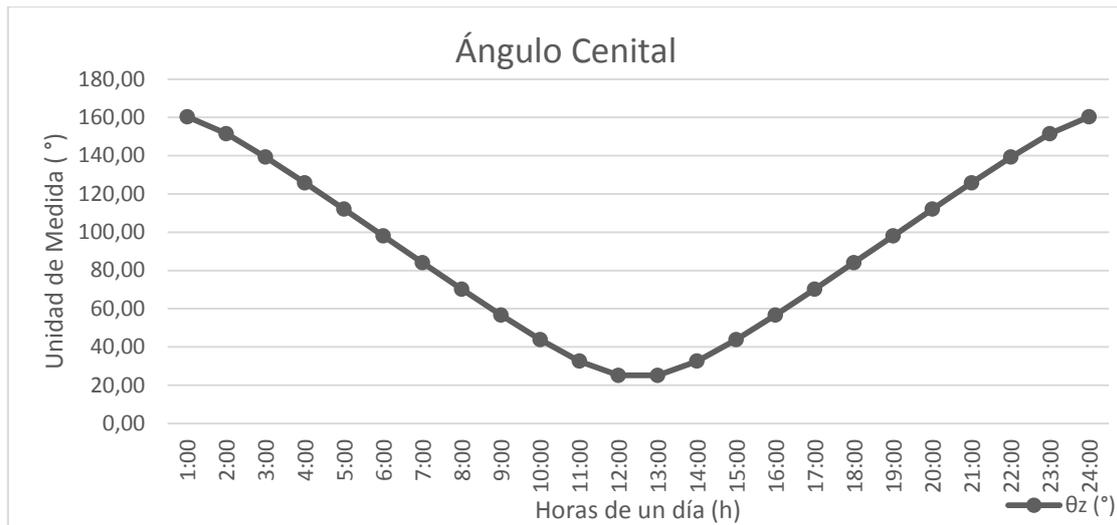


Ilustración 28: Variabilidad horaria del ángulo cenital en el día 26 de mayo. Fuente: Elaboración propia.

3.3. Modelo Difuso Isotrópico

Una vez realizado el análisis estadístico de las variables de radiación global, difusa, reflejada y directa para cada hora de un año se procedió a aplicar los datos en la ecuación (1) del modelo difuso isotrópico que se muestra a continuación:

$$I_t = I_b R_b + I_d R_d + I_p R_r$$

En la ecuación intervienen variables que se usaron directamente como I_b Irradiación directa, I_d Irradiación difusa, I_p Irradiación reflejada. Para entender de mejor manera se toma como ejemplo el día 26 de mayo a las 12:00 h, entonces los datos son los siguientes:

$$I_b = 470.54 \text{ Wh/m}^2$$

$$I_d = 286.45 \text{ Wh/m}^2$$

$$I_p = 174.11 \text{ Wh/m}^2$$

Dentro del modelo también se encuentran los factores de conversión R_b R_d R_r usando las ecuaciones (3, 9, 10) de la siguiente manera:

- Factor de conversión de la radiación directa

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

$$R_b = \frac{\cos 26.923^\circ}{\cos 25.086} = 0.984$$

- Factor de conversión de la radiación difusa

$$R_d = \frac{1 + \cos \beta}{2}$$

$$R_d = \frac{1 + \cos 5}{2} = 0.998$$

– Factor de conversión de la radiación reflejada

$$R_r = \frac{1 - \cos \beta}{2}$$

$$R_r = \frac{1 - \cos 5}{2} = 0.0019$$

Entonces la irradiación total I_t según el Modelo Difuso Isotrópico es:

$$I_t = 470.54 * 0.984 + 286.45 * 0.998 + 174.11 * 0.0019$$

$$I_t = 749.4813 \text{ Wh/m}^2$$

Cada modelo presenta una gráfica de irradiación total con valores diferentes, al final de cada modelo se muestra una gráfica de la irradiación total horaria del día 26 de mayo; según el modelo Difuso Isotrópico la ilustración es la siguiente:

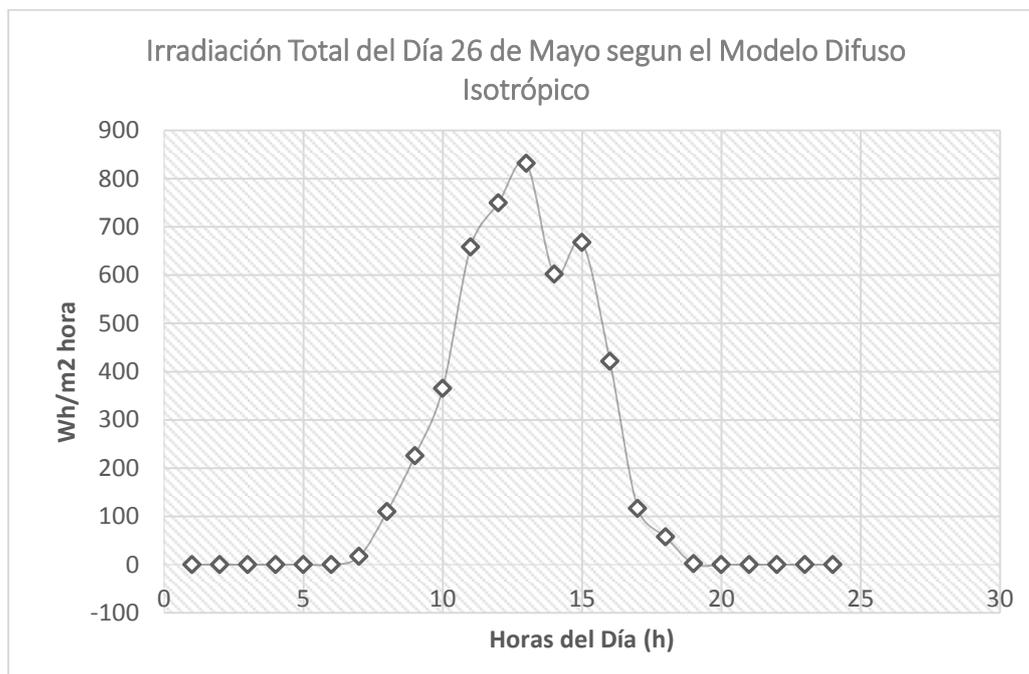


Ilustración 29: Irradiación Total del Día 26 de Mayo según el Modelo Difuso Isotrópico. Fuente: Elaboración propia.

3.4. Modelo de Liu y Jordán

El modelo de Liu y Jordán es uno de los más sencillos al igual que el anterior debido a que tiene las mismas variables, aunque su ecuación varía, el resultado termina siendo el mismo. En el Modelo Difuso Isotrópico tiene factores de conversión R_d y R_r pero como se observa

en la ecuación (12) estos factores resultan ser: $\left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right)$ y $\left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right)$ que están presentes directamente en el modelo de Lui y Jordán. En adelante se explicará cómo se resolvió la ecuación tomando en cuenta valores de entrada del mismo día 26 de mayo a las 12h.

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + I_\rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$$

Donde:

$$I_b = 470.54 \text{ Wh/m}^2$$

$$I_d = 286.45 \text{ Wh/m}^2$$

$$I_\rho = 174.11 \text{ Wh/m}^2$$

$$R_b = 0.984$$

$$\beta = 5^\circ$$

Entonces:

$$I_T = 470.54 * 0.984 + 286.45 \left(\frac{1 + \cos 5}{2}\right) + 174.11 \left(\frac{1 - \cos 5}{2}\right)$$

$$I_T = 749.481 \text{ Wh/m}^2$$

A continuación se presenta la gráfica de la irradiación total en el día de ejemplo según el modelo de Liu y Jordán:

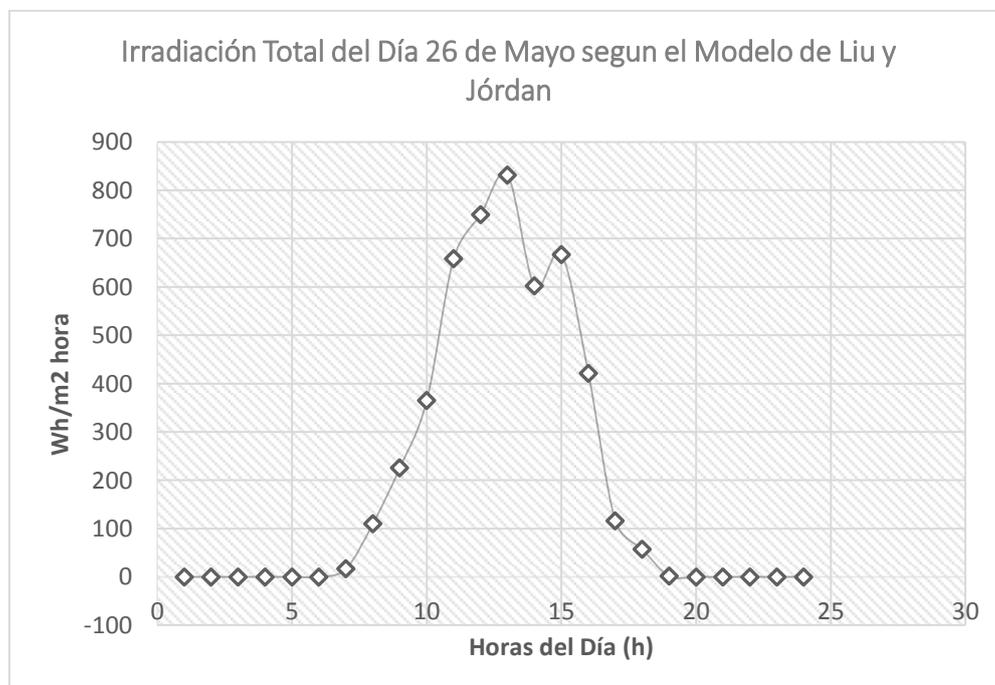


Ilustración 30: Irradiación Total del Día 26 de Mayo según el Modelo de Liu y Jordán. Fuente: Elaboración propia.

3.5. Modelo de Temps y Coulson

El modelo de Temps y Coulson a diferencia de los dos modelos antes tratados considera que el contenido del cielo es anisotrópico y este modelo es una modificación de los isotrópicos, el cual está en base de la ecuación (13) que se muestra a continuación:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + \sin^3 \frac{\beta}{2} \right) (1 + \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z) + I_p \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Donde:

$$I_b = 470.54 \text{ Wh/m}^2$$

$$I_d = 286.45 \text{ Wh/m}^2$$

$$I_p = 174.11 \text{ Wh/m}^2$$

$$R_b = 0.984$$

$$\theta = 26.923^\circ$$

$$\theta_z = 25.086^\circ$$

$$\beta = 5^\circ$$

Factores de modificación de los modelos isotrópicos:

- Factor que cuenta el aumento de luz del cielo cerca del horizonte durante días claros.

$$\left(1 + \sin^3 \frac{\beta}{2} \right)$$

$$\left(1 + \sin^3 \frac{5}{2} \right) = 1.00008$$

- Factor que cuenta la iluminación del cielo cerca del sol.

$$(1 + \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z)$$

$$(1 + \cos^2 26.923 * \sin^3 25.086) = 1.00$$

La irradiación total estimada en base a la ecuación propuesta por Temps y Coulson es:

$$I_T = 470.54 * 0.984 + 286.45 \left(\frac{1 + \cos 5}{2} \right) * (1.00008) * (1.00) + 174.11 \left(\frac{1 - \cos 5}{2} \right)$$

$$I_T = 749.50 \text{ Wh/m}^2$$

Una vez encontrado la irradiación total de cada hora del día se procede a realizar la gráfica para observar la variabilidad de la misma y se muestra a continuación:

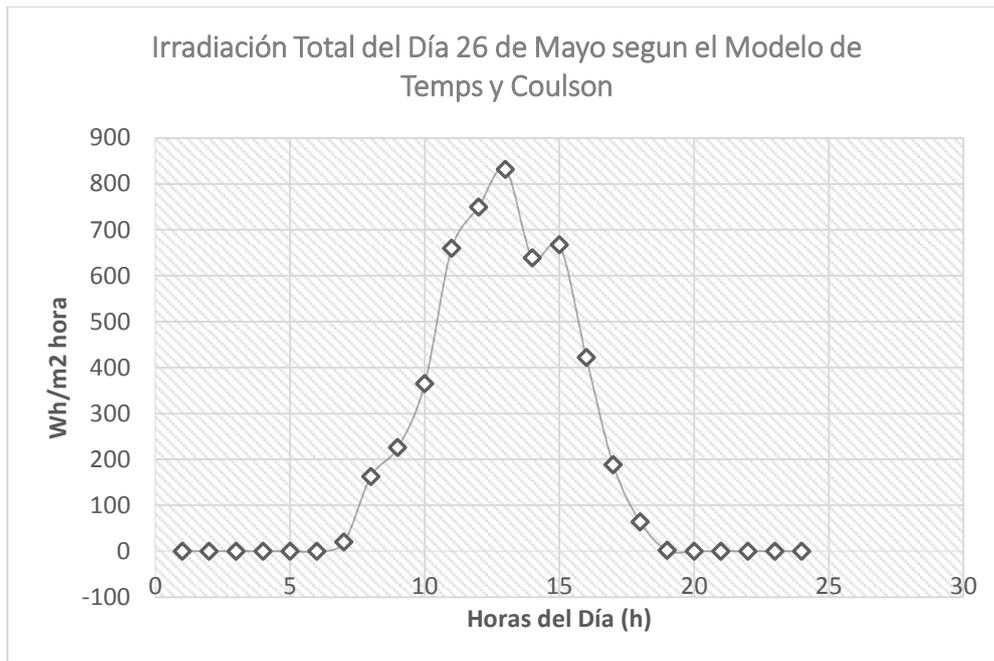


Ilustración 31: Irradiación Total del Día 26 de Mayo según el Modelo de Temps y Coulson. Fuente: Elaboración propia.

3.6. Modelo de Klucher

Klucher modifica el modelo anisotrópico de Temps y Coulson mediante un factor modulante F . La ecuación (16) del modelo de Klucher y el factor F corresponde a la ecuación (17). A continuación se muestra los resultados:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + F \sin^3 \frac{\beta}{2} \right) (1 + F \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z) + I_\rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

El factor modulante está en función de la irradiación difusa I_d y la irradiación global I que son datos de entrada y se desarrolla de la siguiente manera:

$$F = 1 - \left(\frac{I_d}{I} \right)^2$$

Donde:

$$\frac{I_d}{I} = 0.3784 \text{ Wh/m}^2$$

$$F = 1 - (0.3784)^2$$

$$F = 0.86$$

La irradiación total en base al modelo de Klucher es:

$$I_T = 470.54 * 0.984 + 286.45 \left(\frac{1 + \cos 5}{2} \right) * \left(1 + 0.86 * \sin^3 \frac{5}{2} \right)$$

$$* (1 + 0.86 * \cos^2 26.923 * \sin^3 25.086) + 174.11 \left(\frac{1 - \cos 5}{2} \right)$$

$$I_T = 749.50 \text{ Wh/m}^2$$

La siguiente gráfica muestra la irradiación total de cada hora del día 26 de mayo según el modelo de Klucher:

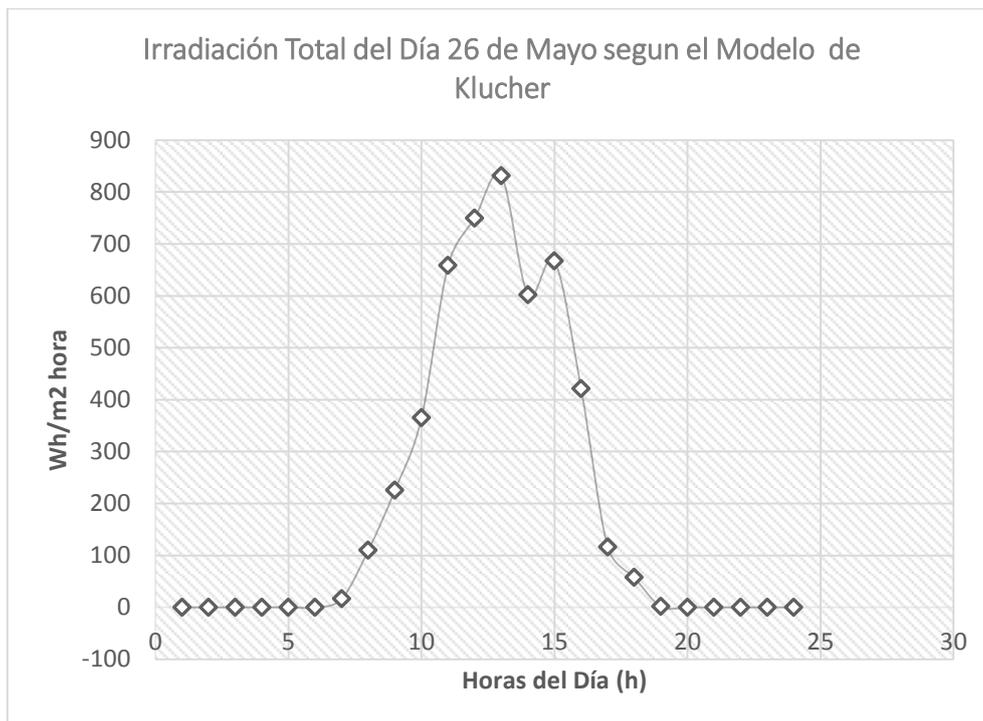


Ilustración 32: Irradiación Total del Día 26 de Mayo según el Modelo de Klucher. Fuente: Elaboración propia.

3.7. Modelo de Pérez, Ineichen, Michalsky y Stewart

El modelo de Pérez, Ineichen, Michalsky y Stewart se presentó en la ecuación (25) la cual está en función al igual que los modelos anteriores de la irradiación directa y reflejada pero la irradiación difusa la divide en tres componentes que se explican a continuación:

$$I_{d.tilt} = I_b \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) (1 - F_1) + F_1 \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + F_2 \sin \beta$$

La ecuación (18) muestra la irradiación difusa inclinada total, la variable que se añade en esta ecuación es F_1 y F_2 que son coeficientes el primero de brillo circunsolar y el segundo de

brillo del horizonte. Para poder encontrar el valor de $I_{d,tilt}$ se halló los coeficientes como muestra los siguientes apartados:

Para hallar el valor de los coeficientes F_1 y F_2 se usó las ecuaciones (23, 24) y para ello se encontró las tres condiciones con las que se relacionan.

$$F_1 = f_{11}(\varepsilon) + \Delta f_{12}(\varepsilon) + \theta_z f_{13}(\varepsilon)$$

$$F_2 = f_{21}(\varepsilon) + \Delta f_{22}(\varepsilon) + \theta_z f_{23}(\varepsilon)$$

- a. Posición del sol: $\theta_z = 25.086^\circ$
- b. Índice de brillo: $\Delta = 0.062$

Para hallar el índice de brillo Δ se utilizó la ecuación (20) y es igual a:

$$\Delta = m \frac{I_d}{I_E}$$

Donde

$$I_d = 286.45 \text{ Wh/m}^2$$

$$I_E = 1330.5 \text{ Wm}^{-2}$$

$$m = 0.288 \text{ gr/m}^2$$

$$\Delta = 0.288 \frac{286.45}{1330.5}$$

$$\Delta = 0.062$$

La irradiación extraterrestre se halla gracias a la ecuación dada por Duffie y sus colaboradores en el año 1991 y es una para cada día del año al igual que la declinación solar usa la variable n , que para el ejemplo es 146 entonces:

$$I_E = 1367 * \left(1 + 0.033 * \left(\cos \frac{360 * n}{365} \right) \right)$$

$$I_E = 1367 * \left(1 + 0.033 * \left(\cos \frac{360 * 146}{365} \right) \right)$$

$$I_E = 1330.5 \text{ Wm}^{-2}$$

- c. Índice de claridad del cielo $\varepsilon = 0.06$

La fórmula (19) del índice de claridad del cielo ε tiene como datos de entrada la irradiación difusa I_d , la irradiación normal directa $I_{b,n}$ y el ángulo cenital θ_z .

$$\varepsilon = \frac{\frac{I_d + I_{b,n}}{I_d} + 1.041 \theta_z^3}{1 + 1.041 \theta_z^3}$$

Donde:

$$I_d = 286.45 \text{ Wh/m}^2$$

$$I_{b,n} = 51.13 \text{ Wh/m}^2$$

$$\theta_z = 25.086^\circ$$

$$\varepsilon = \frac{\frac{286.45 + 51.13}{240.5} + 1.041 * 25.086}{1 + 1.041 * 25.086}$$

$$\varepsilon = 0.06$$

Los coeficientes $f_{11,12,13,21,22,23}$ que aparecen en las ecuaciones (23, 24) estarán en función del índice de claridad del cielo ε en base a la tabla (3). En el caso de la fecha que se dio como ejemplo el 26 de mayo a las 12h el valor de ε es 1.0001 que corresponde a los siguientes valores de coeficientes:

ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
0, 1.065	-0.0083	0.5877	-0.0621	-0.0596	0.0721	-0.0220

En base a todos los coeficientes e índices encontrados con anterioridad

$$F_1 = -0.0083 (0.06) + 0.062 * 0.5877(0.06) + 25.086 * (-0.0621)(0.06)$$

$$F_1 = 0.001$$

$$F_2 = -0.0596(0.06) + 0.062 * 0.0721(0.06) + 25.086 * (-0.0220)(0.06)$$

$$F_2 = -0.09$$

Entonces la irradiación difusa en una superficie inclinada total es:

$$I_{d,\text{tilt}} = 470.54 \left(\frac{1 + \cos 5}{2} \right) (1 - 0.001) + (0.001) \frac{\cos 26.932}{\cos 25.086} + (-0.09) \sin 5$$

$$I_{d,\text{tilt}} = 469.17 \text{ Wh/m}^2$$

Una vez encontrada la irradiación difusa inclinada se procedió a hallar la irradiación total según el modelo de Pérez y sus colaboradores reemplazando los valores en la ecuación (25), se obtiene:

$$I_T = 470.54 * 0.984 + 938.34 + 174.11 * \left(\frac{1 - \cos 5}{2} \right)$$

$$I_T = 1401.91 \text{ Wh/m}^2$$

A continuación se presenta la irradiación total del día 26 de mayo según el modelo de Pérez, Ineichen, Michalsky y Stewart

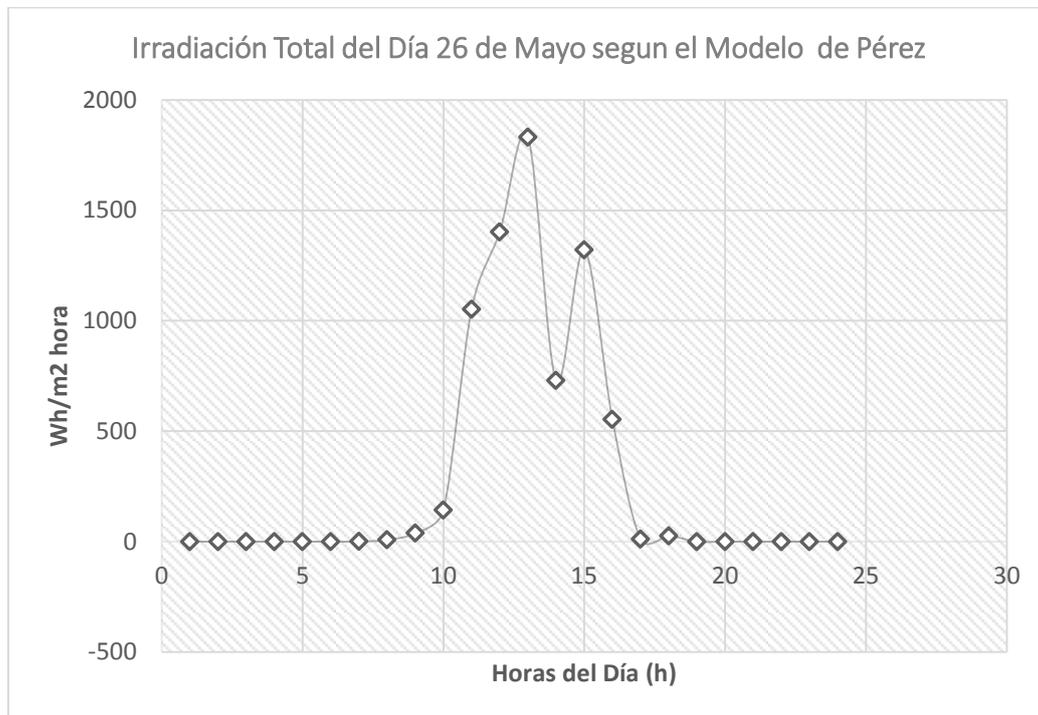


Ilustración 33: Irradiación Total del Día 26 de Mayo según el Modelo de Pérez y sus colaboradores. Fuente: Elaboración propia.

Cada hora presenta una irradiación total diferente, es así que como es lógico en horas de la noche y en la madrugada será 0 mientras que aproximadamente desde las 6:00h o 7:00h de la mañana hasta las mismas horas de la tarde presentará variaciones siendo el pico oscilante entre las 12:00h y 13:00h.

4. Capítulo 4: Análisis y Discusión de los Resultados

4.1. Análisis de Resultados

A continuación se muestra la tabla de la irradiación total de cada mes de los cinco modelos utilizados y una gráfica que muestra la variación entre ellos y entre los meses del año. Los resultados obtenidos corresponden a un ángulo de inclinación beta de 5° y una orientación este (90°) tomado como ejemplo.

Tabla 13: Sumatoria de irradiación total mensual en kWh/m2 según los cinco modelo utilizados. Fuente: Elaboración propia.

Variabilidad Mensual

Mes	MDI	L&J	T&C	K	P
Enero	146.57	146.57	142.95	146.57	167.83
Febrero	142.43	142.43	138.48	142.43	154.57
Marzo	133.35	133.35	138.34	133.35	110.37
Abril	127.13	127.13	128.40	127.13	99.49
Mayo	132.41	132.41	123.76	132.41	132.66
Junio	110.42	110.42	134.12	110.42	88.82
Julio	118.78	118.78	126.85	118.78	100.04
Agosto	125.71	125.71	127.57	125.72	99.34
Septiembre	142.36	142.36	139.19	142.37	144.77
Octubre	143.66	143.66	135.85	143.66	146.07
Noviembre	160.71	160.71	163.00	160.72	224.87
Diciembre	159.78	159.78	142.15	159.79	210.78

Se presenta también la gráfica de barras de la sumatoria irradiación mensual según lo estimado por cada modelo matemático:

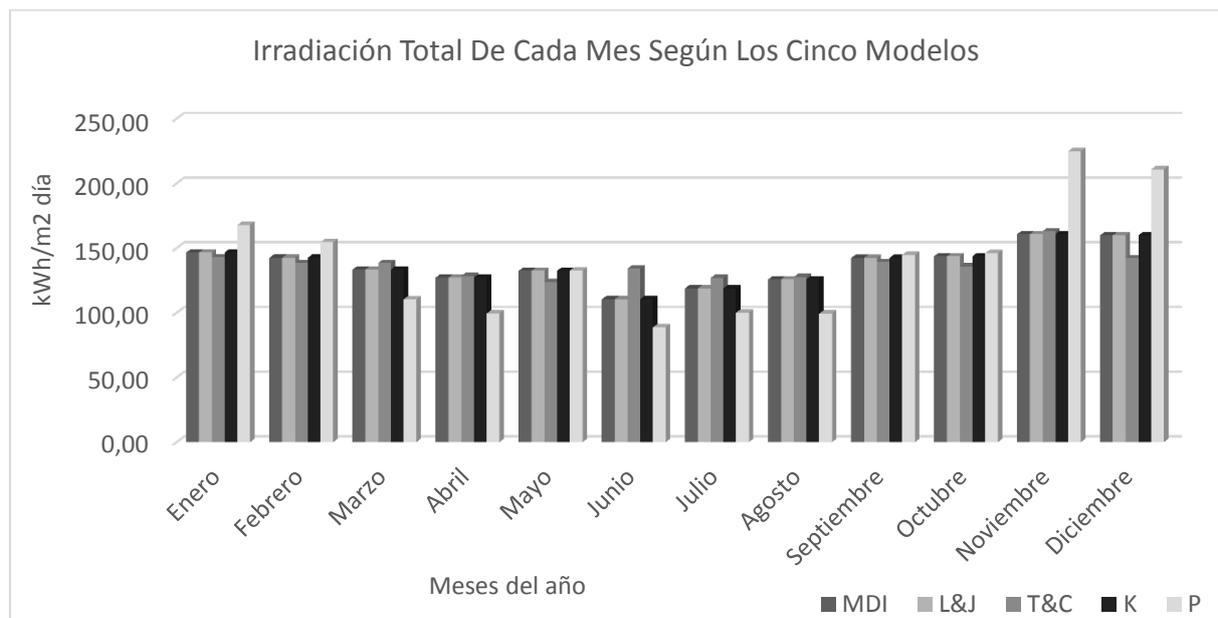


Ilustración 34: Irradiación Total de Cada Mes según los 5 Modelos en kWh/m². Fuente: Elaboración propia.

Análisis: El diagrama de barras muestra la sumatoria de irradiación total registrada en cada mes pudiendo observarse que los meses con mayor irradiación son noviembre y diciembre sobre todo en el Modelo de Pérez que muestra una estimación mayor a los 200 kWh/m², los meses con los mínimos valores de irradiación son junio y julio con valores aproximados a 100 kWh/m². Todos los modelos tienen valores cercanos entre sí en cada mes con excepción

del modelo de Pérez que estima valores diferentes lo cual se podría deber a que en su ecuación (25) usa la radiación difusa inclinada total la cual se estima con la ecuación (18) a diferencia de los demás modelos que usan la únicamente el valor de irradiación difusa.

Una vez obtenido la sumatoria mensual se realiza la sumatoria de cada mes y se encuentra la irradiación total anual de los Modelos Difuso Isotrópico, Liu & Jordán, Temps & Coulson, Klucher y Pérez se presenta la tabla y la gráfica a continuación:

Tabla 14: Irradiación total anual de los cinco modelos matemáticos utilizados. Fuente: Elaboración propia.

Total Anual	MDI	L&J	T&C	K	P
kWh/m ² día	1643.32	1643.32	1640.66	1643.35	1679.61

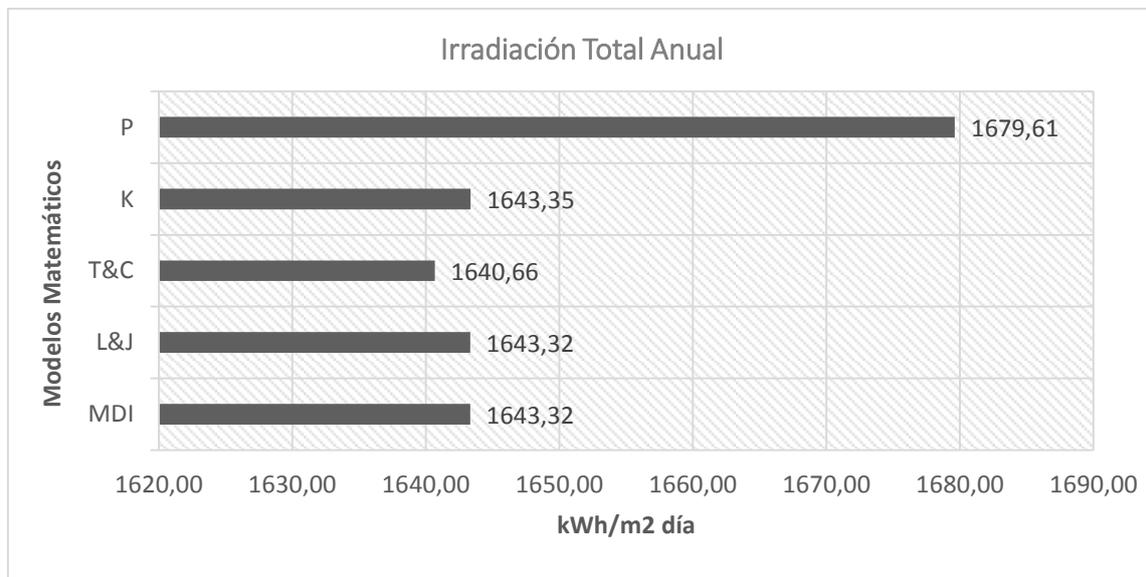


Ilustración 35: Irradiación total anual según los cinco modelos matemáticos. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: La irradiación total anual máxima registrada en los cinco modelos se muestra en la gráfica (38) la cual indica que los modelos Difuso Isotrópico, Liu y Jordán, Temps y Coulson y Klucher guardan una mínima diferencia, los dos primeros tienen 1643.32 kWh/m² año y difieren solo en 0.03 con el de Klucher mientras que el modelo de Temps y Coulson tienen 1640.66 kWh/m². El modelo de Pérez es el que se aleja de los demás con 1679.61 kWh/m². Los ángulos de orientación e inclinación de estos resultados son 90° y 5° respectivamente.

Una vez aplicado los 5 modelos matemáticos y hallado los resultados para todas las opciones del ángulo de inclinación que va de 0° a 90°, en intervalos de 5°. Respecto al ángulo acimutal de orientación cuyo rango es de 0° a 360°, este se tabuló en intervalos de 30° encontrando así los puntos cardinales más importantes como por ejemplo 0° corresponde al Norte al igual que 360°, 90° es el Este, 180° el Sur y 270° el Oeste.

De un total de 13 tablas que se encuentran en el Anexo (2) cada una representa una orientación en el intervalo antes mencionado y los valores de irradiación varían con respecto al ángulo beta. Al final de la tabla se encuentra el máximo valor de irradiación en esa orientación indica automáticamente el ángulo beta al que está inclinado. La siguiente tabla muestra un resumen:

Tabla 15: Valores de irradiación anual de los cinco modelos matemáticos para todas las orientaciones. Fuente: Elaboración propia.

Orientación	Modelo	Inclinación (°)	Irradiación (kWh/M2)
0°	MDI	15°	1657.27
	L&J	15°	1657.27
	T&C	20°	1689.69
	K	15°	1658.28
	P	10°	1693.15
30°	MDI	15°	1667.08
	L&J	15°	1667.08
	T&C	25°	1687.68
	K	15°	1668.09
	P	15°	1702.77
60°	MDI	15°	1660.06
	L&J	15°	1660.06
	T&C	20°	1677.69
	K	15°	1661.08
	P	15°	1695.75
90°	MDI	10°	1644.22
	L&J	10°	1644.22
	T&C	10°	1665.09
	K	10°	1644.52
	P	10°	1680.27
120° 150°	MDI	0°	1635.40
180° 210°	L&J	0°	1635.40

240°	270°	T&C	0°	1643.01
	300°	K	0°	1635.40
		P	0°	1671.81
		MDI	5°	1641.69
		L&J	5°	1641.69
330°		T&C	15°	1652.69
		K	5°	1641.72
		P	5°	1678.00
		MDI	15°	1657.27
		L&J	15°	1657.27
360°		T&C	20°	1689.69
		K	15°	1658.28
		P	10°	1693.15

Análisis: La tabla anterior muestra en la primera columna el ángulo de orientación o acimut, en la segunda columna el modelo al que pertenece estos resultados siendo (MDI) Modelo Difuso Isotrópico, (L&J) Modelo de Liu y Jordán, (T&C) Modelo de Temps y Coulson, (K) Modelo de Klucher y (P) Modelo de Pérez y sus colaboradores. La siguiente columna se refiere a los ángulos de inclinación óptimos en cada orientación de la columna 1 y la última columna es la irradiación total máxima en dicha orientación usando el ángulo beta de la columna 3. Por ejemplo para una orientación de 330° según el modelo de Klucher dice que la máxima irradiación de 1641.72 kWh/m² se registra con un beta de 5°. A continuación la descripción de los resultados de la tabla:

- Con una orientación de 0° es decir al norte el modelo difuso isotrópico, de Liu y Jordán y el de klucher describen un ángulo de inclinación de 15° mientras que Temps y Coulson dan como resultado 20° y Pérez 10° ángulo de inclinación.
- Con una orientación de 30° (NNE) norte nordeste el modelo de Temps y Coulson muestra que inclinando un panel a 25° dará mayor irradiación mientras que los 4 modelos restantes no concuerdas ya que muestran mayor irradiación con 15° de ángulo beta.

- El ángulo de inclinación para los modelos MDI, L&J, K y P en una orientación de 60° este nordeste (ENE) es 15° mientras que el modelo restante muestra mayor irradiación en un beta de 20°.
- Con orientación de 90° es decir al este (E) muestra que el ángulo de inclinación en el caso de los cinco modelos estudiados es 10° para obtener la máxima irradiación.
- Para orientaciones que comprenden desde 120° hasta 300° es decir Este sudeste (ESE), sur sudeste (SSE), sur (S), sur sudoeste (SSO), oeste sudoeste (OSO), oeste (O) y oeste noroeste (ONO) que en ángulos corresponden a 120°, 150°, 180°, 210°, 240°, 270°, 300° respectivamente. La irradiación máxima registrada en todas estas orientaciones es con una inclinación de los arreglos solares de 0° con respecto a la horizontal para los cinco modelos analizados.
- El ángulo de inclinación óptimo para obtener una irradiación máxima según los modelos MDI, L&J, K y P es 5° cuando el panel está orientado a 330° que corresponde al norte noroeste (NNO), mientras que Temps y Coulson difiere sus estimaciones al dar un beta de 15°.
- Debido a que si hablamos de que el ángulo acimutal corresponde a las orientaciones 0° equivaldrá a 360° es decir el norte entonces los resultados obtenidos con una orientación de 360° serán las mismas que la tabla del Norte con tres modelos que coinciden en sus estimaciones de 15° luego está el modelo Pérez que proporciona una irradiación máxima con 10° de inclinación y Temps y Coulson con 20° de inclinación.

Tabulando y analizando los productos anteriores se realiza una tabla donde se recopila los máximos de cada orientación y se halla el máximo de máximos el cual es el beta y acimut óptimos que es el objetivo de este trabajo de titulación (Ver Anexo 3).

Se obtuvo que según el Modelo Difuso Isotrópico, Modelo de Liu y Jordán, Modelo de Klucher y el Modelo de Pérez en la orientación de 30° (NNE) se da la mayor irradiación

coincidiendo también en el ángulo de inclinación de 15° mientras que según el Modelo de Temps y Coulson estiman que la máxima irradiación se registra con 0° y 20° de acimut y beta respectivamente, lo que quiere decir que inclinando a 20° un panel y con una orientación de 0° (N) según los autores darán la máxima irradiación. Los valores de irradiación anual máxima registrada son:

Tabla 16: Irradiación máxima anual registrada según los cinco modelos matemáticos. Fuente: Elaboración propia.

Modelos	MDI	L&J	T&C	K	P
Irradiación Máxima (kWh/m²)	1667.08	1667.08	1689.69	1668.09	1702.77

A continuación se presenta una gráfica de contorno polar realizada en el software Matlab de cada modelo la cual muestra en su eje polar el ángulo acimutal en el eje central el ángulo beta y con una gama de colores todos los valores de irradiación obtenidos (Ver Anexo 6 y 7).

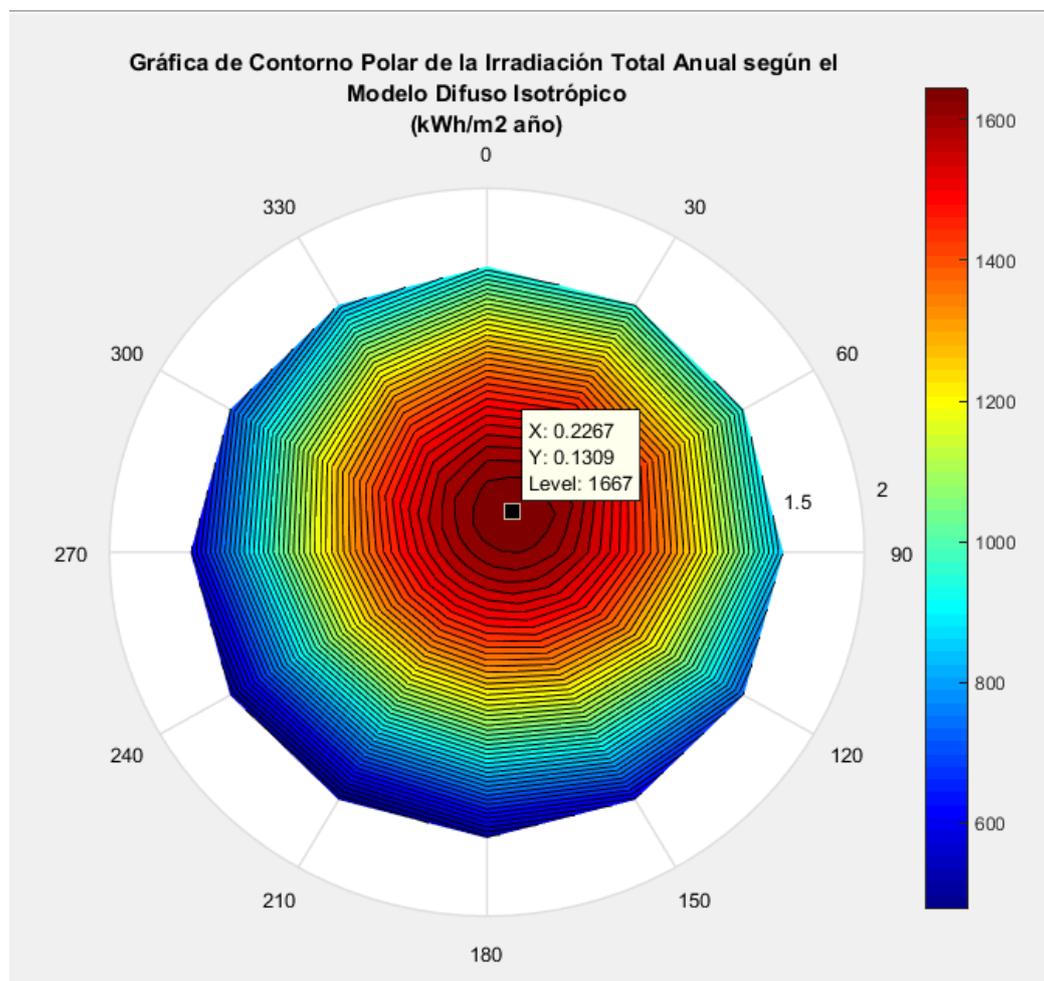


Ilustración 36: Gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo Difuso Isotrópico. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: La gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo Difuso Isotrópico muestra cómo se distribuye la irradiación en todas las direcciones cardinales y el eje central la variación de la inclinación. Por ejemplo para una orientación de 150° a 90° de inclinación se tendrá alrededor de 600 kWh/m^2 . En la parte central de la gráfica se encuentra la irradiación máxima registrada es de 1667 kWh/m^2 las X & Y corresponde a un acimut de 30° y un beta de 15° respectivamente solo que en la gráfica se visualiza el valor en radianes debido a que el software Matlab permite el ingreso de datos en radianes mas no en grados sexagesimales como se ha venido trabajando.

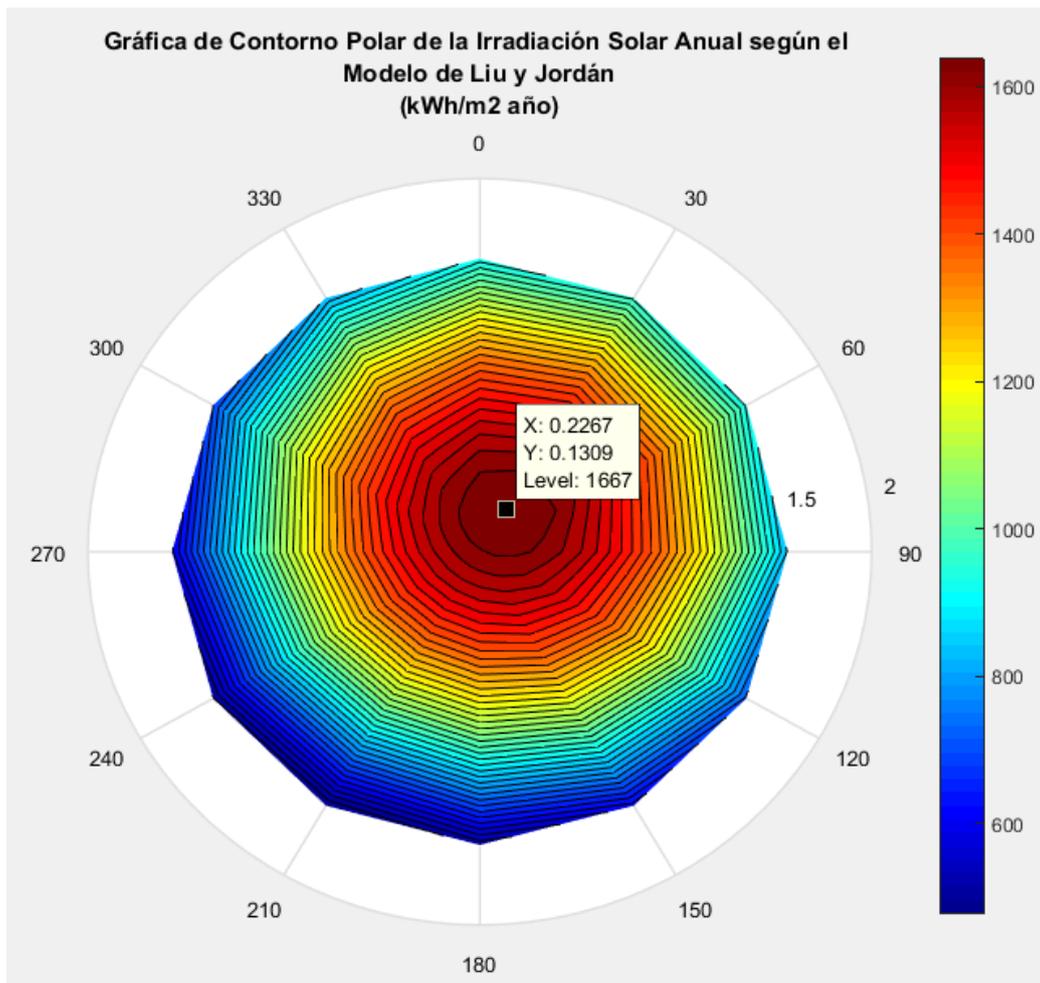


Ilustración 37: Gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo de Liu y Jordán. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: como se dijo líneas anteriores el modelo de Liu y Jordán es el mismo que el Difuso Isotrópico solo con diferente nomenclatura entonces los resultados son los mismos que la gráfica anterior.

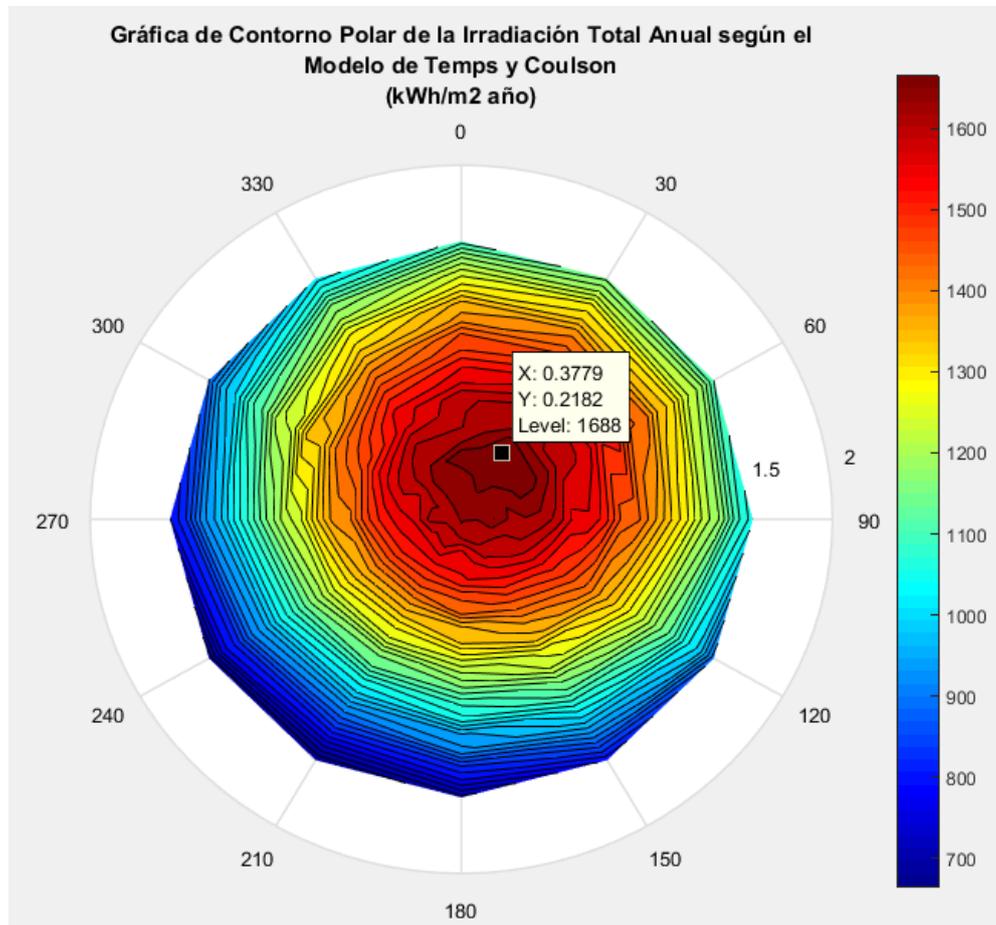


Ilustración 38: Gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo de Temps y Coulson. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: La gráfica de contorno polar según el modelo de Temps y Coulson difiere con los otros modelos analizados ya que muestra en su ilustración una irradiación máxima de 1688 kWh/m² pero a una orientación Norte y con un beta de 20°. Interpretando la gráfica se encuentra que por ejemplo en una orientación de 270° a una inclinación de entre 30° y 50° daría irradiaciones alrededor de los 1200 kWh/m² y 1300 kWh/m².

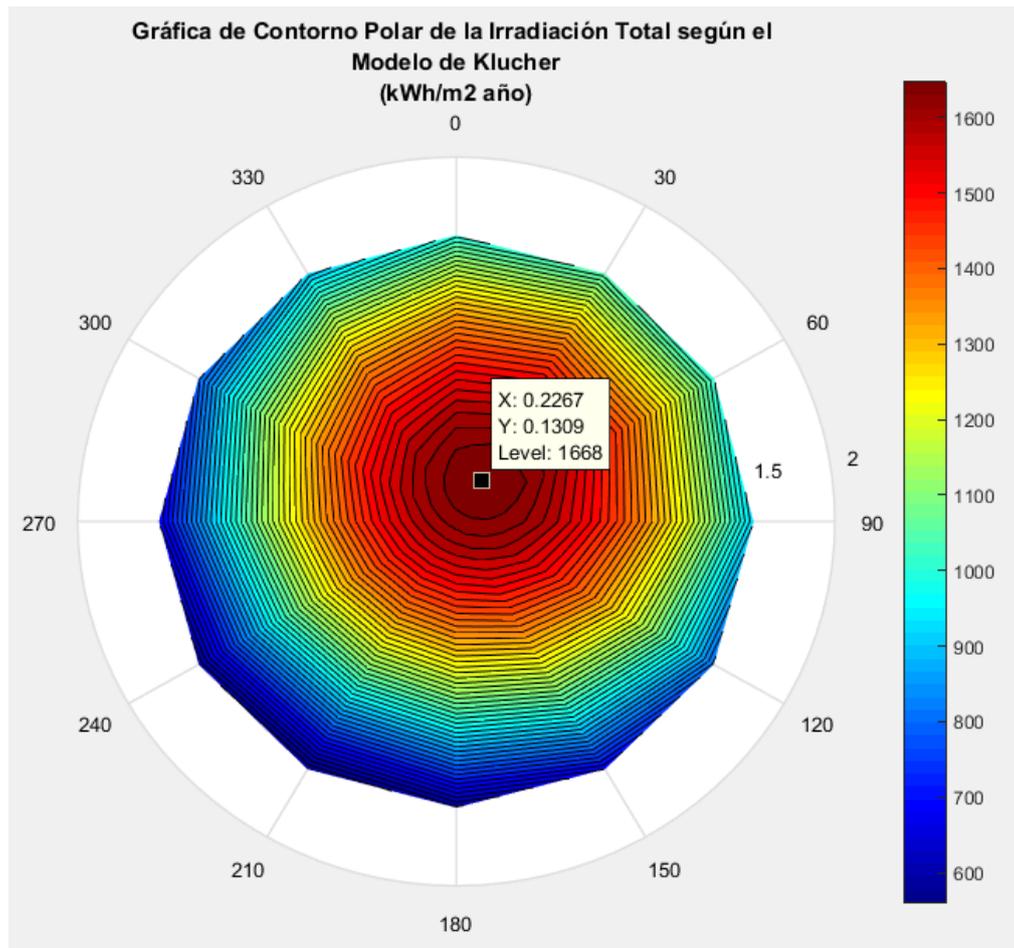


Ilustración 39: Gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo de Klucher. Fuente: Elaboración propia.

Análisis: Los resultados obtenidos por la aplicación del modelo realizado por Klucher muestran que los ángulos óptimos concuerdan con los de los dos primeros modelos pero que la irradiación total alcanzada sería de 1668 kWh/m². La barra lateral derecha muestra la gama de colores que indican el rango de irradiación siendo las gamas azules las mínimas (600 kWh/m² a 1000 kWh/m²), la gama de amarillos las irradiaciones medias (1000 kWh/m² a 1300 kWh/m²), y por último la gama de rojos las máximas (1300 kWh/m² a 1600 kWh/m²).

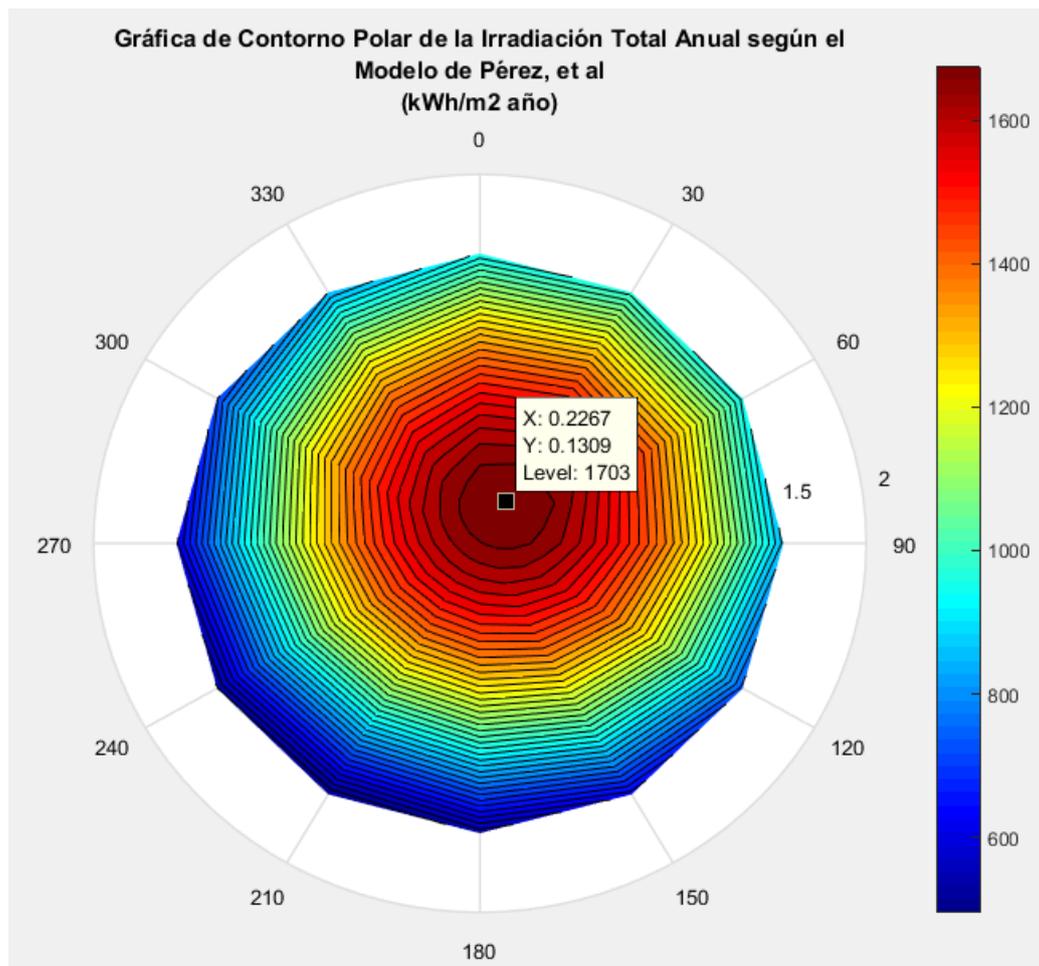


Ilustración 40: Gráfica de contorno polar de la irradiación total anual según el Modelo de Pérez y sus colaboradores.
Fuente: Elaboración propia.

Análisis: El modelo de Pérez Ineichen, Michalsky y Stewart muestra mayores irradiaciones en la misma inclinación y orientación antes mencionadas con 1703 kWh/m² pero la tendencia de los 5 gráficas es la misma los valores máximos se muestran concéntricos y a medida que se aleja del centro van tomando valores menores y así los colores también varían, lo cual quiere decir que a medida que aumenta el ángulo de inclinación disminuye la irradiación (Ver anexo 4), no obstante la irradiación hacia el sur y hacia el oeste es constante pero menor a la dada si se orienta entre 0° (N) y 90° (E) (Ver anexo 5).

A continuación se realiza comparación de la variación de la irradiación de los 5 modelos, considerando el ángulo beta y acimut óptimos de cada modelo en contraste con los ángulos óptimos del modelo TEmps y Coulson. En el caso del Modelo Difuso Isotrópico con los

valores de inclinación y orientación de 30° y 16° respectivamente que son los óptimos para este modelo se obtienen 1666.9 kWh/m^2 de radiación mientras que para 0° y 19° la irradiación disminuye a 1652.3 kWh/m^2 ; en el caso del modelo de Liu y Jordán se obtienen los mismos resultados.

En el modelo de Temps y Coulson la irradiación captada con 0° y 19° es de 1694.2 kWh/m^2 pero con 30° y 16° el valor disminuye en 19 kWh aproximadamente.

En el modelo de Klucher y Pérez los resultados son similares, ya que si se orientan e inclinan los paneles respecto a sus ángulos óptimos la irradiación es mayor que si se orientan al beta y acimut óptimos de otro modelo. La irradiación máxima para el modelo de Klucher es 1668.32 kWh/m^2 y para Pérez 1702.5 kWh/m^2 , sin embargo con los valores óptimos de Temps y Coulson el valor decrece alrededor de 14 kWh para el primer caso y 15 kWh para el segundo caso.

4.2. Discusión de Resultados

La literatura disponible indica que los países ubicados en el hemisferio norte deben orientar sus paneles o módulos solares hacia el hemisferio sur mientras que los que se encuentran en el hemisferio sur deben orientar sus arreglos hacia el norte (Guarderas & Caamaño, 2013). Esto se debe a que en el caso del hemisferio norte el sol se encuentra hacia el sur más días del año y viceversa para el hemisferio sur (Fernández, 2003).

Respecto a la inclinación autores como Li y Lam en el 2007 dicen que los paneles deberán ubicarse horizontalmente es decir con inclinación de 0° únicamente en zonas cercanas al ecuador (Li & Lam, 2007), pero según Peña y Pinos en el 2014 dice que el ángulo de inclinación no debe ser menor a 5° debido a que dificultaría la limpieza del mismo y las celdas se ensuciarían disminuyendo así la captación de radiación solar a pesar de encontrarse

en zonas ecuatoriales (Peña & Pinos, 2014). Entonces este mismo autor aplica una fórmula cuya única variable es la latitud la cual en el caso de Cuenca da como resultado 5.7° .

Generalmente la radiación solar disminuye gradualmente con el incremento del ángulo de inclinación tanto para superficies horizontales, verticales e inclinadas lo que significa que la captación de radiación solar es inversamente proporcional al ángulo de inclinación de las superficies receptoras (Li & Lam, 2007).

Expertos de Chile han manifestado que en todo su territorio para encontrar el ángulo de inclinación basta con sumarle 15° a la latitud del lugar de emplazamiento para sistemas conectados a la red mientras que para sistemas autónomos dice que el ángulo de inclinación dependerá del patrón de demanda mensual.

Existen tablas que muestran los ángulos de inclinación en función de la latitud del sitio; para lugares con latitudes entre 0° y 15° el ángulo de inclinación es 15° , para latitudes de 15° a 25° el ángulo será igual a la latitud; se presenta una tendencia a partir de los 25° de que si aumenta 5° de latitud se suma 5° de inclinación al panel, si aumenta 10° de latitud se suma 10° al ángulo de inclinación y así sucesivamente (Orellana & Delgado, 2015).

Según un estudio realizado en la ciudad de Latacunga por Pabón y Tonato para zonas con latitudes de 0° a 5° el ángulo de inclinación beta óptimo será de 0° a 10° , si la latitud está hasta los 20° beta será la latitud más 5° . Para latitudes hasta las 45° y 65° se deberá añadir 10° y 15° respectivamente a la latitud para hallar la inclinación adecuada (Pabón & Tonato, 2012).

Una buena inclinación para maximizar la captación de radiación solar es la latitud del lugar de emplazamiento más 5° (Fernández, 2003). Lo cual difiere con lo dicho por Pastrana Oviedo en el año 2006 que la inclinación adecuada es igual a la latitud (Pastrana, Oviedo, & Cogollo, 2006).

Los valores de beta óptimo en Ecuador van teniendo cierta tendencia hacia 0° sin embargo no llegan a este sino aproximadamente a 3° pero el colocar aquí el autor recomienda no usar esa inclinación sino más bien dejarla entre 5° y 10° como máximo por motivo de limpieza de los módulos, lo cual va depender también de las precipitaciones y las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento (Guarderas & Caamaño, 2013).

Ortega y Boada indican que si orientamos paneles solares hasta un ángulo de 30° en Quito-Ecuador existen grandes pérdidas de productividad mientras que si el ángulo está por debajo de los 10° existirán pérdidas de aproximadamente el 1%. Es por ello que ellos escogieron como Beta y Acimut óptimos de 10° y 0° respectivamente, que quiere decir que orientaron su panel solar al norte con una inclinación con respecto a la horizontal de 10° (Ortega & Boada, 2013).

Documentos realizados por estudiantes de la Carrera de Ing. Electrónica de la UPS Sede Cuenca, arrojan como resultado una orientación Noreste (60°) y una inclinación de 33° con respecto a la horizontal para los paneles solares ubicados en la terraza de la Universidad en el edificio Mario Rizzini (Abril, Cabrera, Martínez, & Torres, 2016).

En base a la literatura citada en los párrafos anteriores, se puede indicar que no existe un único valor que indique el ángulo de inclinación óptimo. Cada autor tiene un criterio diferente respecto al ángulo de inclinación. Respecto al ángulo acimutal la situación es distinta, ya que todos los autores coinciden en que la orientación óptima debería ser hacia el norte.

Los resultados de este trabajo muestran que el ángulo de orientación coincide con lo dicho por los autores en el caso del modelo de Temps y Coulson, sin embargo los cuatro modelos restantes indican que el ángulo de orientación óptimo es de 30° de acimut, lo cual equivale al nornordeste. El ángulo de inclinación (beta) recomendado de acuerdo a los modelos Difuso

Isotrópico, Liu y Jordán y Pérez concuerda en 15° . El modelo de Klucher da como resultado un ángulo de 16° , mientras que el modelo de Temps y Coulson indica 19° .

Debido a la escasa variación en los resultados obtenidos por los modelos aplicados, se puede indicar que la hipótesis planteada inicialmente no ha sido rechazada debido a que los resultados de los cinco modelos concuerdan. Finalmente se escoge un acimut y un beta de 30° y 16° respectivamente.

5. Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones

5.1. Conclusiones

Las tecnologías solares (sistema solar térmica y sistema solar fotovoltaico) según el estado del arte se proyectan como unas de las energías renovables más prometedoras en la actualidad. Estas son energías limpias, inagotables, de fácil implementación, no generan residuos y contribuyen con grandes beneficios ambientales como la reducción de las emisiones de CO_2 en la atmosfera, disminución del uso de combustibles fósiles y no produce contaminación auditiva.

Respecto al análisis estadístico de las variables utilizadas, se concluyó que en la ciudad de Cuenca se tiene una temperatura media de 15.24° . La media diaria de radiación global está en un rango de 4000 a 5000 Wh/m^2 ; mientras que la radiación difusa muestra valores notablemente menores, alrededor de los 3000 Wh/m^2 . Haciendo un análisis mensual de las variables, se encontró que los meses con mayor radiación tanto global como difusa son noviembre, enero y febrero y los meses de menor producción solar son junio y julio.

Una vez obtenida la tabla de irradiación promedio anual, se puede indicar que la mayor irradiación se ha producido el 20 de noviembre con un valor de 6346.3 [Wh/m^2 día], el día con el valor mínimo es el 23 de junio con 2182.8 Wh/m^2 día. Con relación a los estadísticos de tendencia central, los datos muestran una simetría positiva y una distribución platocúrtica.

Los modelos matemáticos utilizados, Modelo Difuso Isotrópico, de Liu y Jordán, de Temps y Coulson, de Klucher y de Pérez, son ecuaciones estimadoras de irradiación solar total incidente sobre una superficie plana. Las ecuaciones están en función de variables climáticas (irradiación global, directa, difusa y reflejada) y ángulos que definen la incidencia de la radiación a lo largo del día (ángulo de declinación solar, de la hora solar, cenital, de incidencia del sol y los ángulos beta y acimut que representan la inclinación y orientación de superficies de captación).

Los modelos matemáticos Difuso Isotrópico y el de Liu & Jordán son los más sencillos, los cuales utilizan únicamente tres componentes de radiación, directa, difusa y reflejada con sus factores de conversión. En los dos modelos los autores asumen una condición de cielo difuso isotrópico.

Los modelos de Temps & Coulson, Klucher y Pérez & colaboradores, consideran un contenido de cielo difuso anisotrópico, es decir que la radiación presenta variaciones en sus características en función de la dirección en las que son evaluadas.

El modelo de Klucher integra una función modulante, la cual corrige el modelo de Temps & Coulson, lo cual permite que la estimación se aproxime a valores reales.

El modelo de Pérez es el más complejo debido a que basa su estudio en un análisis estadístico de la irradiación difusa y la divide en tres componentes de fondo isotrópico, circunsolar y zona de horizonte; a más de ello presenta un mayor número de variables que los modelos anteriores, la masa del aire, irradiación extraterrestre y la irradiación normal directa que se integran en funciones lineales que deben ser iteradas en base al índice de claridad del cielo. La complejidad de este modelo dificulta su aplicación.

A lo largo del tiempo se han propuesto varios modelos matemáticos que corrigen y mejoran a sus anteriores, pero también se han vuelto más complejos de aplicar. Sin embargo, los resultados obtenidos son bastante similares entre sí.

Los resultados que obtienen los 5 modelos analizados indican que los valores óptimos del ángulo de orientación con respecto al norte están entre 0 y 30 grados, en tanto que el ángulo de inclinación óptimo con respecto a la horizontal está dentro del rango de 15 a 20 grados.

De acuerdo al análisis de los resultados, se recomienda que en la ciudad de Cuenca las superficies de captación solar se orienten a 30° con respecto al norte (NNE) y con una inclinación de 16° para maximizar la captación de irradiación solar anual.

5.2. Recomendaciones

Se recomienda realizar el estudio más adelante con una cantidad de datos elevada, es decir de un periodo mínimo de 5 años para así obtener mayor precisión en los resultados y sobre todo en las gráficas obtenidas.

Se recomienda usar los resultados obtenidos en este documento e ir formando una base de datos para trabajos futuros con el objeto de realizar una comparación de la radiación estimada en los modelos matemáticos con los obtenidos en la realidad.

Se recomienda analizar los resultados mediante el error cuadrático medio (ECM) y el error de la raíz cuadrada de la media (RMSE) que miden la diferencia entre el estimador y los valores reales.

También se recomienda hacer análisis económicos para conocer la viabilidad de proyectos solares en nuestra zona, considerando inversión inicial, vida útil de los equipos, ahorros energéticos y reducción de emisiones de CO₂.

6. Referencias

- Abril, A., Cabrera, J., Martínez, A., & Torres, T. (2016). Estudio Climático en Cuenca para definir la inclinación ideal de un panel solar, *I(5)*, 1–5.
- AEMET. (2010). Radiación Solar.
- Almeida, W. (2015). Generación distribuida y su potencial aplicación en Ecuador.
- Andre, F., & Castro, L. M. (2012). Las energías renovables en el ámbito internacional. *ICE*.
- Aubrecht, G. (2012). Renewable Energy: Is the Future in Nuclear? *Renewable Energy*.
- Bakirci, K. (2012). General models for optimum tilt angles of solar panels: Turkey case study.

- Renewable and Sustainable Energy Reviews ELSEVIER*, 8, 6149–6159.
- BIODISOL. (2016). Energía Solar Térmica. Retrieved from <http://www.biodisol.com/energia-solar/energia-solar-termica/>
- Blanco, Cano, & Xochitl. (2009). El Sol Nuestra Estrella. *Revista Digital Universitaria*, 10(1067–6079).
- Campuzano, M., & Chiriboga, J. (2010). *Diseño y construcción de un sistema de enfriamiento por adsorción solar*. Escuela Politécnica Nacional.
- CEMAER. (2012). Tipos de Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica. Retrieved from <http://www.cemaer.org/tipos-de-sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica/>
- CENSOLAR. (2014). Ángulos solares.
- CONELEC. (2008). Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. Retrieved from http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf
- CONELEC. (2014). Proyecto Fotovoltaico Montecristi. Retrieved from http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10176_3 Linea base.pdf
- Coulson, R., & Temps, K. (1977). Incidente de la radiación Solar sobre pistas de diversas orientaciones. *Energía Solar*, 179–184.
- Díaz, T., & Carmona, G. (2010a). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Mc Graw Hill.
- Díaz, T., & Carmona, G. (2010b). Unidad 1. In *Componentes de una instalación solar fotovoltaica* (Megraw hil).
- Duffie, J., Beckman, W., & Worek, W. (1991). *Ingeniería Solar de procesos térmicos*. Estados Unidos NY.
- EPIA. (2013). *Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017*. Retrieved from http://www.epia.org/fileadmin/user.../GMO_2013__Final_PDF.pdf
- Fernández, J. (2003). *Cálculo del ángulo de inclinación para instalaciones de paneles solares*. Universidad de Costa Rica Facultad de Ingeniería Eléctrica.
- Flores, C. (2013). El futuro de la energía fotovoltaica en América Latina.
- Fouquet, D. (2013). “Policy Instruments for Renewable Energy From a European Perspective.” *Renewable Energy*, 49, 15–18.
- Fylladitakis, P., & Emmanouil, D. (2014a). Photovoltaic engineering e learning applications developed for remote laboratory experimentation systems. *Energy Environ*, 78.
- Fylladitakis, P., & Emmanouil, D. (2014b). Radiación solar sobre superficies inclinadas.
- Gina, C., & Rodríguez, A. (2011). Artículo Original Dimensionado mediante simulación de sistemas de energía solar fotovoltaica aplicados a la electrificación rural electrification Introducción, 14(1), 13–21.

- Guarderas, G., & Caamaño, M. (2013). *Revisión y mejora de procedimientos de dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para aplicación a localidades de la región intertropical*. Instituto de Energía Solar. Universidad Politécnica de Madrid.
- Hernandez, L. (2013). Análisis de los escenarios de los sistemas fotovoltaicos autónomos y los conectados a redes eléctricas. *IMRE*.
- IDAE. (2006). Manuales de Energías Renovables. *Energía Solar Térmica*.
- Inguil, Á., & Espinoza, S. (2014). *Un Sistema Fotovoltaico Para El Alumbrado Vial De La Avenida De Las Américas " Universidad Politécnica Salesiana*. Universidad Politécnica Salesiana.
- Khoo, Y., Reindl, T., & Aberle, A. (2014). Optimal Orientation and Tilt Angle for Maximizing in Plane Solar Irradiation for PV Applications in Singapore.
- Klucher, T. (1979). Evaluación de modelos para predecir la insolación sobre superficies inclinadas. *Energía Solar*, 111–114.
- Krishan, R., & Kumar, U. (2013). “The simulation and Design for Analysis of Photovoltaic System Base don MATLAB” Energy Efficient Technologies for Sustainability. In *ICEETS*.
- Labeled, S. (2004). “*Contribución al Desarrollo de Métodos para la Electrificación Rural Fotovoltaica a Gran Escala*.” Universidad Politécnica de Madrid.
- Lamigueiro, O. (2013). *Energía Solar Fotovoltaica*.
- Lanzuela, F. (2010). *La radiación solar en el mundo*. Universidad Pontificia Comillas. Retrieved from <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4c2620b086830.pdf>
- Li, D., & Lam, T. (2007). Determining the Optimum Tilt Angle and Orientation for Solar Energy Collection Based on Measured Solar Radiance Data. *International Journal of Photoenergy*. <http://doi.org/10.1155/2007/85402>
- Liu, B., & Jordan, R. (1961). La insolación diaria sobre superficies inclinadas. *ASHRAE J*, 53–59.
- McDonald, N., & Pearce, J. (2010). Producer Responsibility and Recycling Solar Photovoltaic Modules. *Energy Policy*, 38, 7041–7047.
- MEER. (2015). *Desarrollo de estudios para aprovechamientos del recurso renovable para el país*.
- Mendez, J. (2010). Energía Solar Térmica. *LNEG*, 6.
- NEC. (2010). *Energías renovables: norma ecuatoriana de construcción*.
- Oñate, F. (2014). Mecanismo para la promoción de energías renovables no convencionales

- para la producción de energía eléctrica en el Ecuador. In *phD Dissetation EPN*. Quito.
- Orellana, L., & Delgado, G. (2015). *Estimación de la radiación solar global diaria en el cantón Cuenca mediante la aplicación del modelo Bristow & Campbell*. Universidad Politécnica Salesiana.
- Orlandi, S. (2014). Snapshot of global PV markets. Retrieved from http://www.iea-pvp.org/fileadmin/dam/public/resport/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf.
- Ortega, O., & Boada, A. (2013). *Procedimiento Técnico para la Implementación de Microcentrales Eléctricas Utilizando Paneles Fotovoltaicos*. Universidad Politécnica Salesiana Quito.
- Pabón, L., & Tonato, D. (2012). *Diseño e Implementación de un Sistema Electrónico para Trazar el Perfil de Radiación Solar en la Terraza del Edificio C de la ESPE Latacunga mediante Paneles Solares Fijo y Movil*. Escuela Politécnica del Ejército extensión Latacunga.
- Pandiarajan, N., & Muthu, R. (2011). Mathematical modeling of photovoltaic module with Simulink 3-5.
- Pastrana, Y., Ovieno, J., & Cogollo, R. (2006). *Diseño y Construcción de un Circuito de Control para Seguidores Solares Electrónicos*.
- Peña, P., & Pinos, F. (2014). *Parametrización de los sistemas eléctricos fotovoltaicos basados en las condiciones climáticas de la ciudad de Cuenca, aplicados en la Universidad Politécnica Salesiana*. Universidad Politécnica Salesiana.
- Perez, R., Ineichen, R., Michalsky, J., & Stewart, R. (1990). Modelado de la disponibilidad de luz y componentes de irradiancia de la radiación directa y global. *Energía Solar*, 271–289.
- Pinos, P., & Peña, F. (2014). *Parametrización de los Sistemas Eléctricos Fotovoltaicos Basados en las Condiciones climáticas de la Ciudad de Cuenca, Aplicado en la Universidad Politécnica Salesiana*. Universidad Politécnica Salesiana.
- Prabhu, R. (2013). *Global Solar Forecast-A Brighter Out Look for Global PV Instalations*. Retrieved from <http://www.mercomcapital.com/global-solar-forecast-a-brighteroutlook-for-global-pv-installations1> [2013-12-09].
- REN. (2011). *Renewables global status report*.
- Robinson, F., & Aashoor, F. (2012). A variuable step size perturb and observe algorithm for photovoltaic máximo power poinr tracking. In UPEC (Ed.), *47th international universities power engineering conference (UPEC)*.

- Roper, L. (2011). World Photovoltaic Energy. Retrieved from <http://www.roperld.com/science/worldphotovoltaicenergy.htm>.
- Sanchez, C., & Rodriguez, E. (2012). “*Análisis Matemático de un Panel Solar Fotovoltaico de Silicio.*” Universidad Politécnica Salesiana.
- Santamaria, O., Castejon, A., & Herran, G. (2012). Instalaciones Fotovoltaicas Madrid. *EDITEX*, 8–9.
- Sardinero, I. (2010). *Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial.* Universidad Carlos III Madrid.
- Serrano, J., Deleg, M., & Uguña, J. (2016). *Análisis de la curva de demanda de potencia eléctrica de red debido a la incorporacion de generacion fotovoltaica en el edificio Cornelio Mercahn de la Universidad Politécnica Salesiana.* Universidad Politécnica Salesiana.
- Serrano, J., & Escrivá, G. (2016). Simulation Model for Energy Integration of Distributed Resources in Buildings. *IEEE Latin America Transactions*, 13(2015), 166–171. <http://doi.org/10.1109/TLA.2015.7040644>.The
- Serrano, J., Narváez, M., & Uriguen, C. (2016). *Diseño e implementación de un sistema hibrido de agua sanitaria caliente (ACS), para reducción de energía eléctrica y uso de gas licuado de petróleo (GLP).* Universidad Politécnica Salesiana.
- Serrano, J., Pesántez, J., & Cueva, D. (2016). *Elaboración y evaluación de medidas de ahorro energético para el edificio Cornelio Merchan.* Universidad Politécnica Salesiana.
- SIAM. (2000). *Estimación de la Radiación Neta para su uso en el método de cálculo de la evapotranspiración en el Sistema de Información Agrario de Murcia.* Murcia.
- SIMEC. (2010). *Proyecto SIMEC.* Chile.
- Solar Heat Worldwide. (2004). *La Energía Solar Térmica en el mundo.*
- Tabasca, M., & Montilla, A. (2010). Energia solar como alternativa futurista, 9(13169505), 32–37.
- Tlanezl, I., Montlel, L., & Fierro, J. (2012). Modelo para representar la trayectoria del sol sobre el globo terrestre, 1–5.
- Vera, J., & Ferreira, M. (2013). *Maximum power point tracker shaded condition” pontificia.* universidad javeriana bogota-colombia. Retrieved from <http://repository.javeriana.edu.ec/handle/10554/15398>.

Anexos

Anexo 1: Tablas de las gráficas de los ángulos utilizados en el cálculo de los modelos matemáticos.

Ángulo de la Hora Solar	
Horas del Día (h)	ω (°)
0:00	-187.5
1:00	-172.5
2:00	-157.5
3:00	-142.5
4:00	-127.5
5:00	-112.5
6:00	-97.5
7:00	-82.5
8:00	-67.5
9:00	-52.5
10:00	-37.5
11:00	-22.5
12:00	-7.5
13:00	7.5
14:00	22.5
15:00	37.5
16:00	52.5
17:00	67.5
18:00	82.5
19:00	97.5
20:00	112.5
21:00	127.5
22:00	142.5
23:00	157.5
24:00	172.5

Ángulo Cenital	
Horas del Día (h)	θ_z (°)
1:00	160.38
2:00	151.52
3:00	139.23
4:00	125.83
5:00	112.01
6:00	98.03
7:00	84.06
8:00	70.22
9:00	56.70
10:00	43.86
11:00	32.57
12:00	25.09
13:00	25.09

14:00	32.57
15:00	43.86
16:00	56.70
17:00	70.22
18:00	84.06
19:00	98.03
20:00	112.01
21:00	125.83
22:00	139.23
23:00	151.52
24:00	160.38

Ángulo de Incidencia del Sol	
Horas del Día (h)	θ (°)
1:00	161.62
2:00	155.06
3:00	143.51
4:00	130.37
5:00	116.64
6:00	102.70
7:00	88.71
8:00	74.81
9:00	61.15
10:00	48.02
11:00	36.06
12:00	26.92
13:00	24.10
14:00	29.47
15:00	39.84
16:00	52.30
17:00	65.65
18:00	79.41
19:00	93.36
20:00	107.35
21:00	121.24
22:00	134.83
23:00	147.62
24:00	158.09

Declinación Solar	
N° día	δ (°)
1	-23.01
2	-22.93

3	-22.84
4	-22.75
5	-22.65
6	-22.54
7	-22.42
8	-22.30
9	-22.17
10	-22.04
11	-21.90
12	-21.75
13	-21.60
14	-21.44
15	-21.27
16	-21.10
17	-20.92
18	-20.73
19	-20.54
20	-20.34
21	-20.14
22	-19.93
23	-19.71
24	-19.49
25	-19.26
26	-19.03
27	-18.79
28	-18.55
29	-18.30
30	-18.04
31	-17.78
32	-17.52
33	-17.25
34	-16.97
35	-16.69
36	-16.40
37	-16.11
38	-15.82
39	-15.52
40	-15.21
41	-14.90
42	-14.59
43	-14.27
44	-13.95
45	-13.62
46	-13.29
47	-12.95
48	-12.62

49	-12.27
50	-11.93
51	-11.58
52	-11.23
53	-10.87
54	-10.51
55	-10.15
56	-9.78
57	-9.41
58	-9.04
59	-8.67
60	-8.29
61	-7.91
62	-7.53
63	-7.15
64	-6.76
65	-6.38
66	-5.99
67	-5.60
68	-5.20
69	-4.81
70	-4.41
71	-4.02
72	-3.62
73	-3.22
74	-2.82
75	-2.42
76	-2.02
77	-1.61
78	-1.21
79	-0.81
80	-0.40
81	0.00
82	0.40
83	0.81
84	1.21
85	1.61
86	2.02
87	2.42
88	2.82
89	3.22
90	3.62
91	4.02
92	4.41
93	4.81

94	5.20
95	5.60
96	5.99
97	6.38
98	6.76
99	7.15
100	7.53
101	7.91
102	8.29
103	8.67
104	9.04
105	9.41
106	9.78
107	10.15
108	10.51
109	10.87
110	11.23
111	11.58
112	11.93
113	12.27
114	12.62
115	12.95
116	13.29
117	13.62
118	13.95
119	14.27
120	14.59
121	14.90
122	15.21
123	15.52
124	15.82
125	16.11
126	16.40
127	16.69
128	16.97
129	17.25
130	17.52
131	17.78
132	18.04
133	18.30
134	18.55
135	18.79
136	19.03
137	19.26
138	19.49
139	19.71

140	19.93
141	20.14
142	20.34
143	20.54
144	20.73
145	20.92
146	21.10
147	21.27
148	21.44
149	21.60
150	21.75
151	21.90
152	22.04
153	22.17
154	22.30
155	22.42
156	22.54
157	22.65
158	22.75
159	22.84
160	22.93
161	23.01
162	23.09
163	23.15
164	23.21
165	23.27
166	23.31
167	23.35
168	23.39
169	23.41
170	23.43
171	23.44
172	23.45
173	23.45
174	23.44
175	23.42
176	23.40
177	23.37
178	23.34
179	23.29
180	23.24
181	23.18
182	23.12
183	23.05
184	22.97
185	22.89

186	22.80
187	22.70
188	22.59
189	22.48
190	22.36
191	22.24
192	22.11
193	21.97
194	21.83
195	21.67
196	21.52
197	21.35
198	21.18
199	21.01
200	20.82
201	20.64
202	20.44
203	20.24
204	20.03
205	19.82
206	19.60
207	19.38
208	19.15
209	18.91
210	18.67
211	18.42
212	18.17
213	17.91
214	17.65
215	17.38
216	17.11
217	16.83
218	16.55
219	16.26
220	15.96
221	15.67
222	15.36
223	15.06
224	14.74
225	14.43
226	14.11
227	13.78
228	13.45
229	13.12
230	12.79
231	12.45

232	12.10
233	11.75
234	11.40
235	11.05
236	10.69
237	10.33
238	9.97
239	9.60
240	9.23
241	8.86
242	8.48
243	8.10
244	7.72
245	7.34
246	6.96
247	6.57
248	6.18
249	5.79
250	5.40
251	5.01
252	4.61
253	4.22
254	3.82
255	3.42
256	3.02
257	2.62
258	2.22
259	1.81
260	1.41
261	1.01
262	0.61
263	0.20
264	-0.20
265	-0.61
266	-1.01
267	-1.41
268	-1.81
269	-2.22
270	-2.62
271	-3.02
272	-3.42
273	-3.82
274	-4.22
275	-4.61
276	-5.01
277	-5.40

278	-5.79
279	-6.18
280	-6.57
281	-6.96
282	-7.34
283	-7.72
284	-8.10
285	-8.48
286	-8.86
287	-9.23
288	-9.60
289	-9.97
290	-10.33
291	-10.69
292	-11.05
293	-11.40
294	-11.75
295	-12.10
296	-12.45
297	-12.79
298	-13.12
299	-13.45
300	-13.78
301	-14.11
302	-14.43
303	-14.74
304	-15.06
305	-15.36
306	-15.67
307	-15.96
308	-16.26
309	-16.55
310	-16.83
311	-17.11
312	-17.38
313	-17.65
314	-17.91
315	-18.17
316	-18.42
317	-18.67
318	-18.91
319	-19.15
320	-19.38
321	-19.60
322	-19.82

323	-20.03
324	-20.24
325	-20.44
326	-20.64
327	-20.82
328	-21.01
329	-21.18
330	-21.35
331	-21.52
332	-21.67
333	-21.83
334	-21.97
335	-22.11
336	-22.24
337	-22.36
338	-22.48
339	-22.59
340	-22.70
341	-22.80
342	-22.89
343	-22.97
344	-23.05
345	-23.12
346	-23.18
347	-23.24
348	-23.29
349	-23.34
350	-23.37
351	-23.40
352	-23.42
353	-23.44
354	-23.45
355	-23.45
356	-23.44
357	-23.43
358	-23.41
359	-23.39
360	-23.35
361	-23.31
362	-23.27
363	-23.21
364	-23.15
365	-23.09

Anexo 2: Resultados de irradiación total. Tablas de las variaciones de beta con respecto al acimut con los valores máximos de cada orientación

Orientación Y = 0 °					N
Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1649.77	1649.77	1653.41	1649.81	1686.08
10	1657.08	1657.08	1653.64	1657.38	1693.15
15	1657.27	1657.27	1651.73	1658.28	1692.97
20	1650.34	1650.34	1689.69	1652.69	1685.54
25	1636.35	1636.35	1639.02	1640.83	1670.92
30	1615.41	1615.41	1613.07	1622.89	1649.21
35	1587.66	1587.66	1613.15	1599.11	1620.58
40	1553.33	1553.33	1608.30	1569.68	1585.25
45	1512.67	1512.67	1556.41	1534.81	1543.48
50	1466.00	1466.00	1535.45	1494.69	1495.61
55	1413.67	1413.67	1488.56	1449.51	1441.98
60	1356.07	1356.07	1466.50	1399.45	1383.02
65	1293.65	1293.65	1399.40	1344.71	1319.16
70	1226.88	1226.88	1374.42	1285.47	1250.89
75	1156.27	1156.27	1301.79	1221.98	1178.74
80	1082.35	1082.35	1252.09	1154.48	1103.25
85	1005.70	1005.70	1185.99	1083.26	1024.99
90	926.88	926.88	1102.24	1008.69	944.57

Orientación Y = 30 °					Nne
Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1653.07	1653.07	1654.36	1653.11	1689.38
10	1663.66	1663.66	1665.26	1663.96	1699.73
15	1667.08	1667.08	1680.01	1668.09	1702.77
20	1663.31	1663.31	1679.68	1665.66	1698.49
25	1652.37	1652.37	1687.68	1656.85	1686.92
30	1634.36	1634.36	1669.59	1641.85	1668.14
35	1609.40	1609.40	1633.23	1620.85	1642.30
40	1577.70	1577.70	1631.67	1594.05	1609.59

45	1539.48	1539.48	1604.13	1561.61	1570.26
50	1495.04	1495.04	1566.39	1523.73	1524.62
55	1444.72	1444.72	1524.83	1480.56	1473.00
60	1388.90	1388.90	1481.71	1432.28	1415.81
65	1328.00	1328.00	1437.09	1379.06	1353.48
70	1262.50	1262.50	1403.94	1321.09	1286.47
75	1192.88	1192.88	1334.95	1258.59	1215.31
80	1119.68	1119.68	1297.35	1191.81	1140.54
85	1043.46	1043.46	1215.81	1121.02	1062.71
90	964.79	964.79	1157.71	1046.60	982.44

Orientación Y = 60 °					Ene
Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1650.71	1650.71	1640.07	1650.75	1687.01
10	1658.95	1658.95	1652.34	1659.26	1695.01
15	1660.06	1660.06	1643.87	1661.08	1695.75
20	1654.04	1654.04	1677.69	1656.39	1689.21
25	1640.92	1640.92	1674.05	1645.39	1675.44
30	1620.81	1620.81	1647.56	1628.30	1654.56
35	1593.86	1593.86	1602.69	1605.31	1626.72
40	1560.28	1560.28	1592.88	1576.63	1592.13
45	1520.31	1520.31	1577.11	1542.45	1551.06
50	1474.28	1474.28	1516.59	1502.97	1503.82
55	1422.52	1422.52	1533.41	1458.36	1450.76
60	1365.43	1365.43	1441.14	1408.81	1392.30
65	1303.44	1303.44	1437.38	1354.50	1328.87
70	1237.03	1237.03	1360.55	1295.63	1260.96
75	1166.71	1166.71	1326.68	1232.42	1189.09
80	1092.99	1092.99	1244.74	1165.12	1113.80
85	1016.46	1016.46	1205.81	1094.03	1035.66
90	937.69	937.69	1114.97	1019.49	955.28

Orientación Y = 90 °					E
Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1643.32	1643.32	1640.66	1643.35	1679.61

10	1644.22	1644.22	1665.09	1644.52	1680.27
15	1638.10	1638.10	1635.72	1639.12	1673.77
20	1625.02	1625.02	1637.49	1627.37	1660.17
25	1605.06	1605.06	1630.48	1609.53	1639.56
30	1578.39	1578.39	1604.11	1585.87	1612.11
35	1545.19	1545.19	1555.85	1556.64	1578.02
40	1505.74	1505.74	1560.52	1522.09	1537.56
45	1460.32	1460.32	1521.82	1482.46	1491.03
50	1409.28	1409.28	1452.88	1437.97	1438.78
55	1353.02	1353.02	1441.98	1388.86	1381.21
60	1291.95	1291.95	1391.99	1335.33	1318.77
65	1226.55	1226.55	1339.93	1277.60	1251.92
70	1157.30	1157.30	1291.07	1215.90	1181.18
75	1084.75	1084.75	1229.27	1150.46	1107.08
80	1009.44	1009.44	1186.34	1081.56	1030.19
85	931.94	931.94	1098.73	1009.50	951.09
90	852.84	852.84	1051.97	934.65	870.38

Orientación Y = 120 °					Ese
Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1632.87	1632.87	1628.31	1632.91	1669.16
10	1623.41	1623.41	1621.35	1623.71	1659.45
15	1607.08	1607.08	1604.98	1608.09	1642.74
20	1584.03	1584.03	1603.23	1586.38	1619.16
25	1554.41	1554.41	1571.38	1558.88	1588.89
30	1518.46	1518.46	1529.95	1525.94	1552.16
35	1476.45	1476.45	1500.60	1487.89	1509.25
40	1428.70	1428.70	1465.09	1445.04	1460.49
45	1375.57	1375.57	1430.71	1397.70	1406.25
50	1317.47	1317.47	1380.25	1346.16	1346.93
55	1254.83	1254.83	1337.16	1290.68	1283.00
60	1188.15	1188.15	1286.56	1231.53	1214.93
65	1117.92	1117.92	1238.54	1168.98	1143.26
70	1044.67	1044.67	1174.88	1103.27	1068.51
75	968.98	968.98	1129.11	1034.69	991.27
80	891.40	891.40	1048.22	963.52	912.11
85	812.54	812.54	1003.79	890.10	831.64
90	732.98	732.98	898.25	814.79	750.48

Orientación Y = 150 °					Sse
Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1622.17	1622.17	1620.71	1622.21	1658.46
10	1602.09	1602.09	1613.98	1602.39	1638.13
15	1575.31	1575.31	1586.65	1576.32	1610.97
20	1542.04	1542.04	1552.74	1544.39	1577.17
25	1502.53	1502.53	1520.64	1507.00	1537.01
30	1457.08	1457.08	1472.09	1464.57	1490.78
35	1406.04	1406.04	1428.64	1417.48	1438.84
40	1349.79	1349.79	1379.52	1366.14	1381.58
45	1288.77	1288.77	1350.72	1310.90	1319.44
50	1223.43	1223.43	1271.21	1252.12	1252.89
55	1154.28	1154.28	1246.70	1190.13	1182.43
60	1081.84	1081.84	1174.47	1125.23	1108.61
65	1006.66	1006.66	1129.61	1057.72	1031.99
70	929.32	929.32	1061.31	987.92	953.15
75	850.40	850.40	1005.37	916.12	872.68
80	770.51	770.51	938.63	842.63	791.21
85	690.25	690.25	867.18	767.81	709.34
90	610.23	610.23	795.99	692.04	627.71

Orientación Y = 180 °					S
Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1614.09	1614.09	1631.61	1614.13	1650.38
10	1585.98	1585.98	1563.54	1586.29	1622.03
15	1551.30	1551.30	1543.28	1552.32	1586.96
20	1510.32	1510.32	1536.69	1512.67	1545.45
25	1463.33	1463.33	1468.81	1467.80	1497.81
30	1410.70	1410.70	1453.25	1418.19	1444.41
35	1352.83	1352.83	1360.99	1364.28	1385.64
40	1290.17	1290.17	1343.14	1306.52	1321.96
45	1223.18	1223.18	1272.68	1245.31	1253.86
50	1152.37	1152.37	1211.60	1181.07	1181.84
55	1078.30	1078.30	1158.60	1114.14	1106.46
60	1001.51	1001.51	1092.88	1044.89	1028.30

65	922.60	922.60	1051.02	973.66	947.94
70	842.16	842.16	956.35	900.75	865.99
75	760.81	760.81	932.33	826.52	783.10
80	679.16	679.16	838.74	751.28	699.87
85	597.84	597.84	781.37	675.41	616.95
90	517.47	517.47	705.45	599.28	534.97

Orientación Y = 210 °

Sso

Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1610.78	1610.78	1609.08	1610.82	1647.08
10	1579.40	1579.40	1593.76	1579.70	1615.45
15	1541.49	1541.49	1552.45	1542.50	1577.16
20	1497.35	1497.35	1508.62	1499.70	1532.50
25	1447.31	1447.31	1466.15	1451.78	1481.81
30	1391.75	1391.75	1405.91	1399.23	1425.47
35	1331.09	1331.09	1353.78	1342.54	1363.92
40	1265.80	1265.80	1294.35	1282.15	1297.62
45	1196.37	1196.37	1259.44	1218.51	1227.08
50	1123.34	1123.34	1170.61	1152.03	1152.83
55	1047.25	1047.25	1139.90	1083.09	1075.44
60	968.68	968.68	1061.00	1012.07	995.50
65	888.24	888.24	1010.81	939.30	913.61
70	806.54	806.54	938.86	865.13	830.41
75	724.19	724.19	879.58	789.90	746.52
80	641.83	641.83	810.20	713.95	662.58
85	560.08	560.08	737.57	637.65	579.23
90	479.57	479.57	665.42	561.37	497.10

Orientación Y = 240 °

Oso

Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1613.15	1613.15	1610.98	1613.18	1649.45
10	1584.11	1584.11	1582.26	1584.41	1620.17
15	1548.51	1548.51	1545.87	1549.52	1584.19
20	1506.62	1506.62	1526.09	1508.97	1541.79
25	1458.76	1458.76	1476.05	1463.24	1493.28

30	1405.30	1405.30	1417.55	1412.79	1439.05
35	1346.64	1346.64	1369.73	1358.08	1379.50
40	1283.22	1283.22	1319.73	1299.57	1315.07
45	1215.54	1215.54	1269.84	1237.67	1246.28
50	1144.10	1144.10	1208.17	1172.79	1173.63
55	1069.45	1069.45	1152.04	1105.29	1097.68
60	992.15	992.15	1089.71	1035.54	1019.02
65	912.80	912.80	1034.81	963.86	938.22
70	832.01	832.01	961.70	890.60	855.93
75	750.37	750.37	910.92	816.08	772.75
80	668.52	668.52	825.50	740.64	689.32
85	587.08	587.08	777.64	664.65	606.28
90	506.67	506.67	672.32	588.47	524.25

Orientación Y = 270 °

O

Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1620.54	1620.54	1618.25	1620.58	1656.85
10	1598.84	1598.84	1621.09	1599.14	1634.91
15	1570.47	1570.47	1567.01	1571.48	1606.16
20	1535.64	1535.64	1547.92	1537.99	1570.82
25	1494.62	1494.62	1519.78	1499.09	1529.16
30	1447.72	1447.72	1475.09	1455.21	1481.50
35	1395.30	1395.30	1403.86	1406.75	1428.19
40	1337.76	1337.76	1395.75	1354.11	1369.65
45	1275.53	1275.53	1333.75	1297.67	1306.31
50	1209.09	1209.09	1256.33	1237.79	1238.67
55	1138.95	1138.95	1224.25	1174.79	1167.23
60	1065.63	1065.63	1167.29	1109.02	1092.54
65	989.70	989.70	1102.62	1040.76	1015.17
70	911.74	911.74	1045.10	970.33	935.71
75	832.33	832.33	976.52	898.04	854.75
80	752.08	752.08	929.38	824.20	772.93
85	671.60	671.60	839.35	749.17	690.85
90	591.51	591.51	789.42	673.32	609.16

Orientación Y = 300 °

Ono

Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
--	------------	----------------	----------------	----------	----------

Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1630.99	1630.99	1619.05	1631.03	1667.30
10	1619.65	1619.65	1612.24	1619.96	1655.73
15	1601.49	1601.49	1587.14	1602.50	1637.19
20	1576.63	1576.63	1599.31	1578.98	1611.83
25	1545.27	1545.27	1577.12	1549.75	1579.84
30	1507.65	1507.65	1533.97	1515.14	1541.45
35	1464.05	1464.05	1472.14	1475.50	1496.96
40	1414.80	1414.80	1446.66	1431.15	1446.72
45	1360.29	1360.29	1415.57	1382.42	1391.09
50	1300.91	1300.91	1344.36	1329.60	1330.52
55	1237.13	1237.13	1346.74	1272.98	1265.45
60	1169.43	1169.43	1245.71	1212.82	1196.38
65	1098.33	1098.33	1232.61	1149.39	1123.84
70	1024.37	1024.37	1148.31	1082.96	1048.37
75	948.10	948.10	1108.08	1013.81	970.57
80	870.12	870.12	1021.04	942.24	891.01
85	791.01	791.01	980.62	868.57	810.30
90	711.37	711.37	889.44	793.18	729.05

Orientación Y = 330 °

Nno

Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1641.69	1641.69	1639.76	1641.72	1678.00
10	1640.97	1640.97	1641.51	1641.27	1677.05
15	1633.26	1633.26	1652.69	1634.27	1668.97
20	1618.62	1618.62	1636.26	1620.97	1653.82
25	1597.15	1597.15	1631.28	1601.63	1631.72
30	1569.03	1569.03	1604.37	1576.51	1602.83
35	1534.46	1534.46	1556.46	1545.90	1567.38
40	1493.71	1493.71	1547.47	1510.06	1525.63
45	1447.09	1447.09	1511.69	1469.22	1477.90
50	1394.95	1394.95	1466.61	1423.64	1424.56
55	1337.69	1337.69	1417.92	1373.53	1366.01
60	1275.74	1275.74	1369.30	1319.12	1302.70
65	1209.58	1209.58	1318.67	1260.64	1235.10
70	1139.72	1139.72	1281.74	1198.31	1163.74
75	1066.67	1066.67	1208.94	1132.38	1089.15
80	991.01	991.01	1169.14	1063.13	1011.91

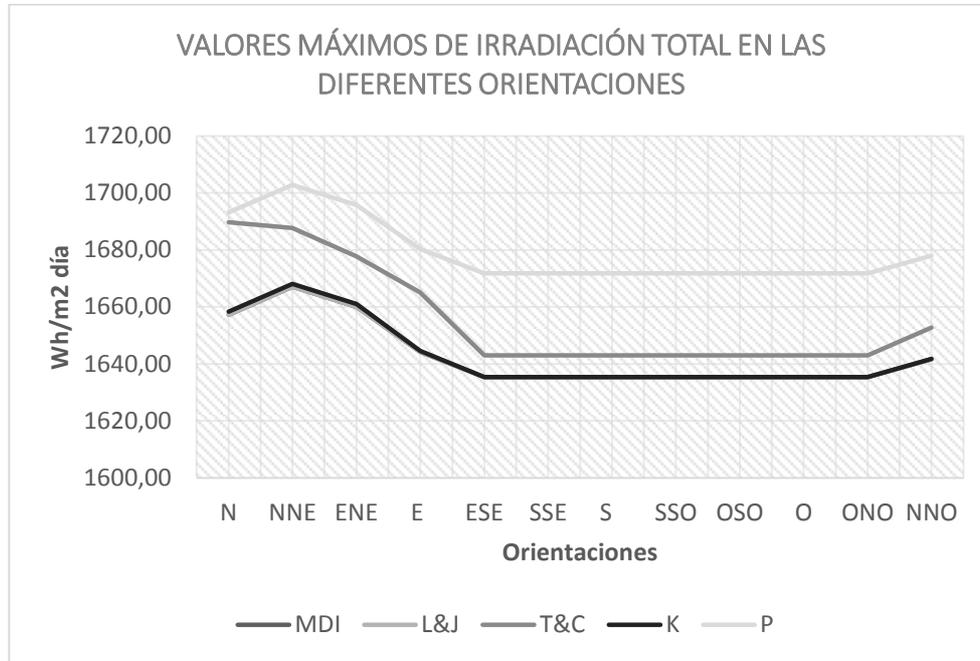
85	913.29	913.29	1084.94	990.86	932.60
90	834.13	834.13	1027.12	915.93	851.82

Orientación Y = 360 °					N
Ángulo De Inclinación B	Mdi	L&J	T&C	K	P
Unidades	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2	Kwh/M2
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
5	1649.77	1649.77	1653.41	1649.81	1686.08
10	1657.08	1657.08	1653.64	1657.38	1693.15
15	1657.27	1657.27	1651.73	1658.28	1692.97
20	1650.34	1650.34	1689.69	1652.69	1685.54
25	1636.35	1636.35	1639.02	1640.83	1670.92
30	1615.41	1615.41	1613.07	1622.89	1649.21
35	1587.66	1587.66	1613.15	1599.11	1620.58
40	1553.33	1553.33	1608.30	1569.68	1585.25
45	1512.67	1512.67	1556.41	1534.81	1543.48
50	1466.00	1466.00	1535.45	1494.69	1495.61
55	1413.67	1413.67	1488.56	1449.51	1441.98
60	1356.07	1356.07	1466.50	1399.45	1383.02
65	1293.65	1293.65	1399.40	1344.71	1319.16
70	1226.88	1226.88	1374.42	1285.47	1250.89
75	1156.27	1156.27	1301.79	1221.98	1178.74
80	1082.35	1082.35	1252.09	1154.48	1103.25
85	1005.70	1005.70	1185.99	1083.26	1024.99
90	926.88	926.88	1102.24	1008.69	944.57

Anexo 3: Tabla y gráfica de las máximas irradiaciones encontradas en cada orientación y en cada modelo

Máximos					
Orientación	MDI	L&J	T&C	K	P
N	1657.27	1657.27	1689.69	1658.28	1693.15
NNE	1667.08	1667.08	1687.68	1668.09	1702.77
ENE	1660.06	1660.06	1677.69	1661.08	1695.75
E	1644.22	1644.22	1665.09	1644.52	1680.27
ESE	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
SSE	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
S	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
SSO	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81

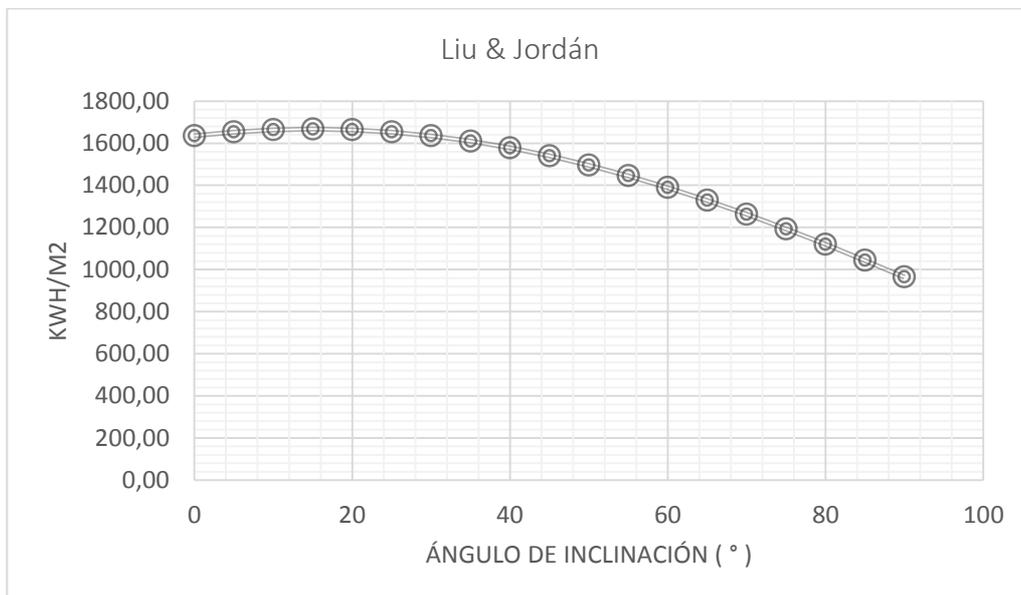
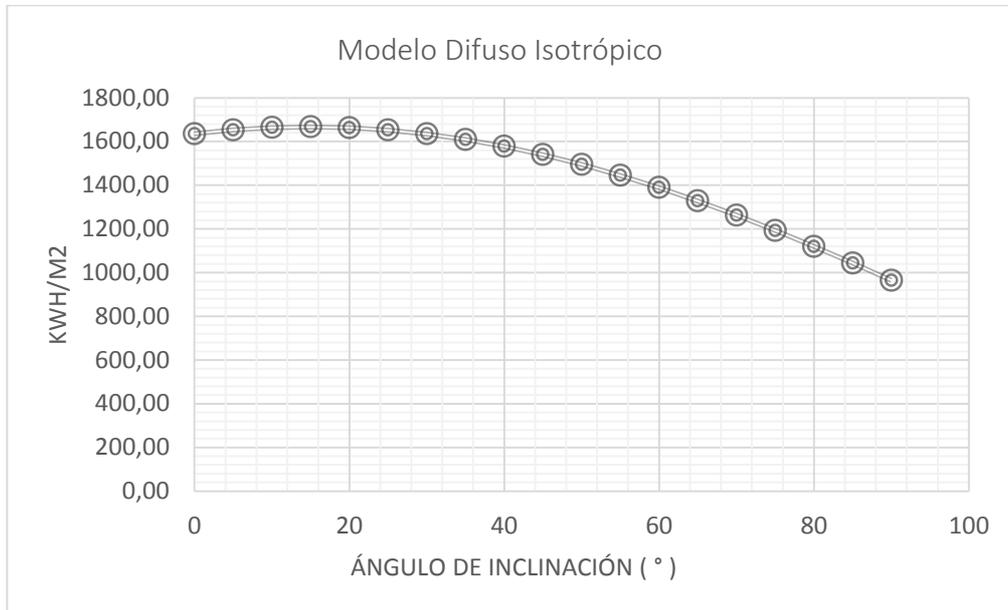
OSO	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
O	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
ONO	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.81
NNO	1641.69	1641.69	1652.69	1641.72	1678.00
Máximo de máximos	1667.08	1667.08	1689.69	1668.09	1702.77

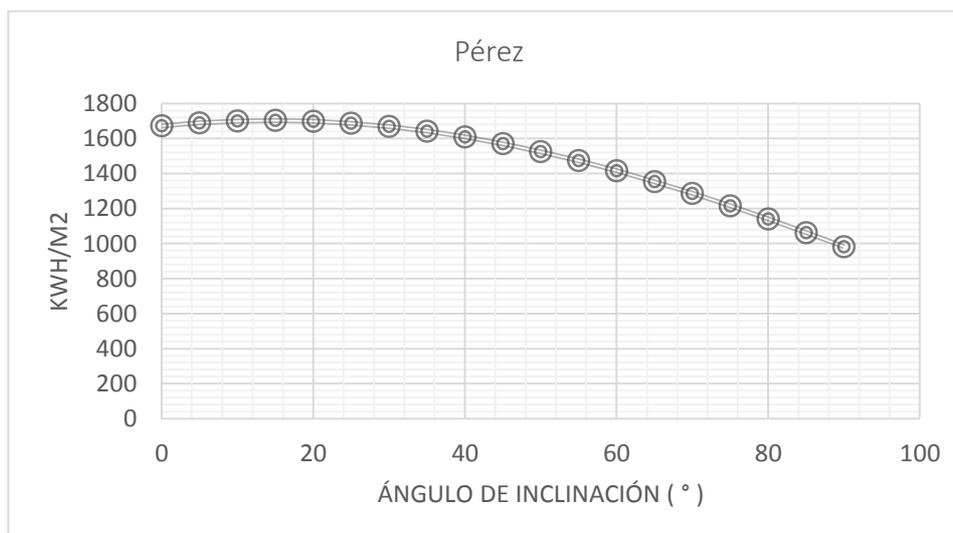
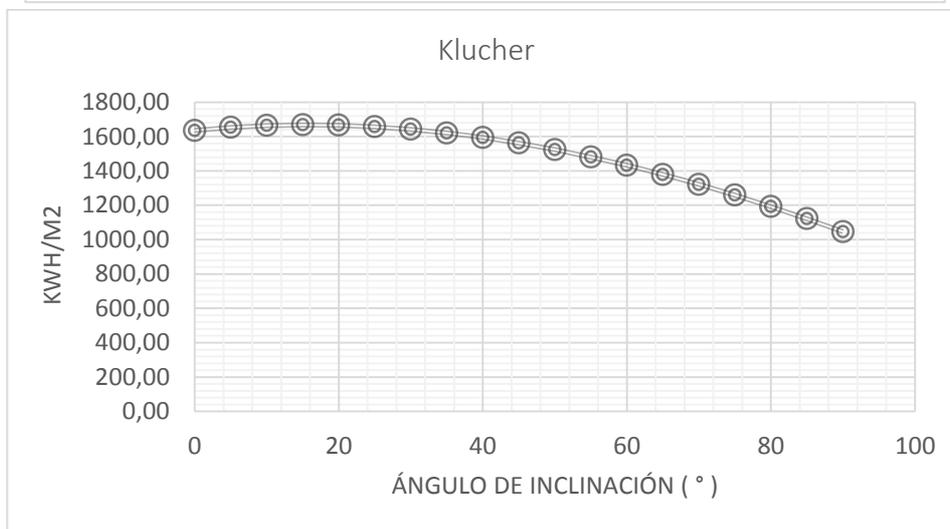
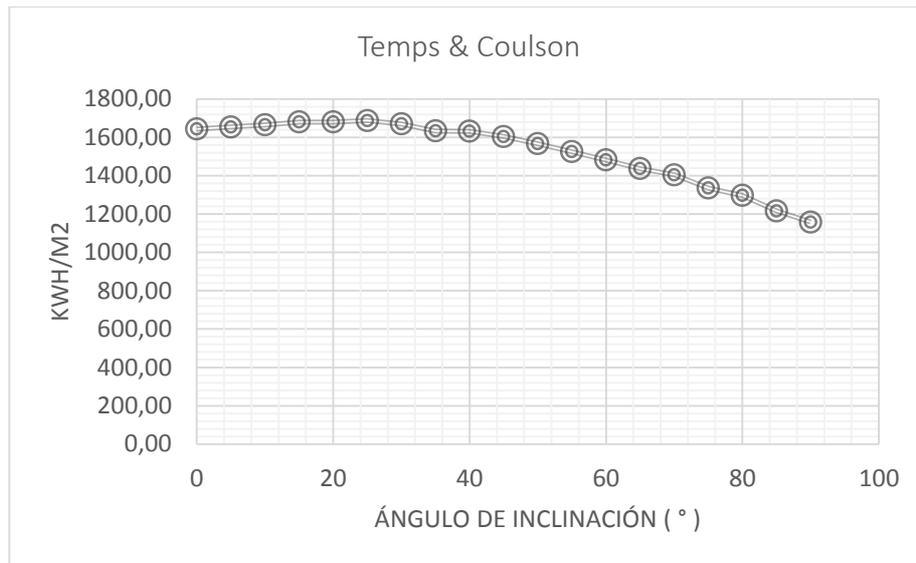


Anexo 4: Variación de la irradiación en una orientación NNE en función del ángulo de inclinación de los modelos matemáticos.

Ángulo de inclinación β	MDI	L&J	T&C	K	P
Unidades	kWh/m ²				
0	1635.40	1635.40	1643.01	1635.40	1671.80703
5	1653.07	1653.07	1654.36	1653.11	1689.38035
10	1663.66	1663.66	1665.26	1663.96	1699.72909
15	1667.08	1667.08	1680.01	1668.09	1702.77412
20	1663.31	1663.31	1679.68	1665.66	1698.49325
25	1652.37	1652.37	1687.68	1656.85	1686.9196
30	1634.36	1634.36	1669.59	1641.85	1668.13877
35	1609.40	1609.40	1633.23	1620.85	1642.2963
40	1577.70	1577.70	1631.67	1594.05	1609.58694
45	1539.48	1539.48	1604.13	1561.61	1570.26207
50	1495.04	1495.04	1566.39	1523.73	1524.61765
55	1444.72	1444.72	1524.83	1480.56	1473.00277
60	1388.90	1388.90	1481.71	1432.28	1415.81253
65	1328.00	1328.00	1437.09	1379.06	1353.47749
70	1262.50	1262.50	1403.94	1321.09	1286.47494

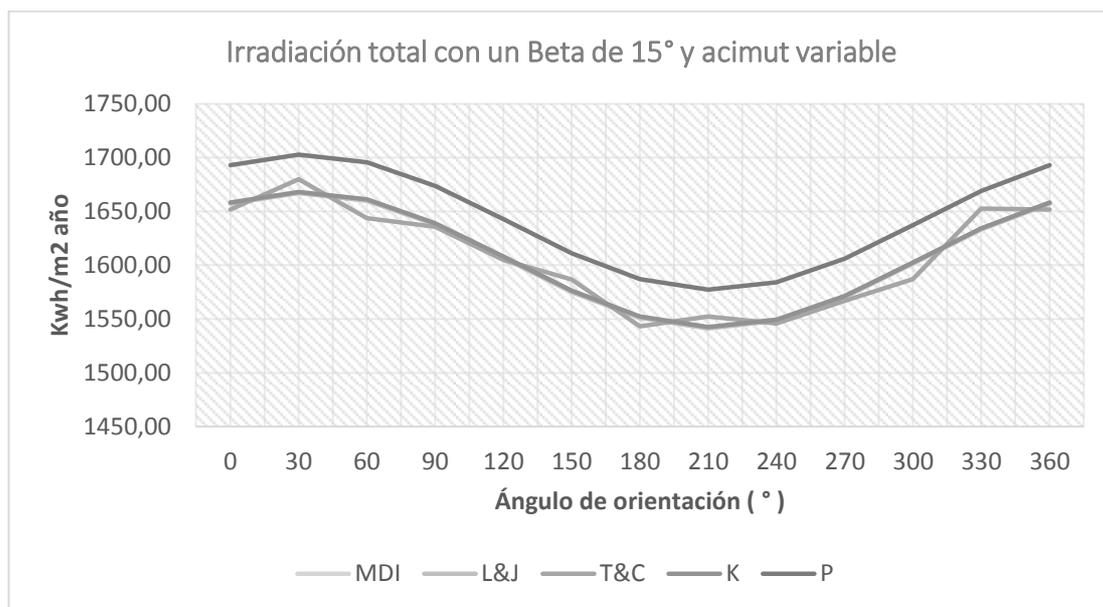
75	1192.88	1192.88	1334.95	1258.59	1215.3146
80	1119.68	1119.68	1297.35	1191.81	1140.53876
85	1043.46	1043.46	1215.81	1121.02	1062.71449
90	964.79	964.79	1157.71	1046.60	982.43594





Anexo 5: Variación de la irradiación en una inclinación 15° en función del ángulo de orientación de los modelos matemáticos.

Ángulo de orientación	MDI	L&J	T&C	K	P
Unidades	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2
0	1657.27	1657.27	1651.73	1658.28	1692.97
30	1667.08	1667.08	1680.01	1668.09	1702.77
60	1660.06	1660.06	1643.87	1661.08	1695.75
90	1638.10	1638.10	1635.72	1639.12	1673.77
120	1607.08	1607.08	1604.98	1608.09	1642.74
150	1575.31	1575.31	1586.65	1576.32	1610.97
180	1551.30	1551.30	1543.28	1552.32	1586.96
210	1541.49	1541.49	1552.45	1542.50	1577.16
240	1548.51	1548.51	1545.87	1549.52	1584.19
270	1570.47	1570.47	1567.01	1571.48	1606.16
300	1601.49	1601.49	1587.14	1602.50	1637.19
330	1633.26	1633.26	1652.69	1634.27	1668.97
360	1657.27	1657.27	1651.73	1658.28	1692.97



Anexo 6: Código de programación de las gráficas de contorno polar realizadas en el software Matlab.

```

close all;
% Se limpia todas las Variables
clear all;
% Mensajes iniciales de visualización en la Ventana de comandos de MATLAB®
disp('-----')
disp('UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA - SEDE CUENCA')
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
disp('GRÁFICA POLAR DE CONTORNOS')

```

```

disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
disp('ESTUDIANTE: Doris Alvarez')
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
disp('AÑO: 2017')
disp('-----')
%-----
%% DECLARACIÓN DE VARIABLES GLOBALES
%-----
% Se declaran las variables que van a ser utilizadas para realizar la
% gráfica polar de contornos
%-----
global NombreLibro NombreHoja;
global x y z X Y Z ax;
%-----
%% LECTURA DE LOS DATOS DE Z
%-----
% Se realiza la lectura de los datos que se encuentran en un libro y hoja
% específica de Microsoft Excel que contienen los datos a ser graficados
%-----
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
disp('-----')
disp('LECTURA DE DATOS DE Z')
disp('-----')
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
% Se ingresa el nombre del libro de Microsoft Excel donde se encuentran los
% datos para la gráfica
NombreLibro = input('1. Ingrese el nombre del Libro de Microsoft Excel: \n','s');
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
% Se ingresa el nombre de la hoja de Microsoft Excel donde se encuentran
% los datos para la gráfica
NombreHoja = input('2. Ingrese el nombre de la Hoja de Microsoft Excel: \n','s');
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
disp('-----')
disp('...Cargando datos, espere un momento...')
disp('-----')
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
% Se hace la lectura de los datos del archivo de Microsoft Excel; siendo
% guardados en matrices de tipo numéricas (Datos) y texto (Fechas)
[z] = xlsread(NombreLibro,NombreHoja,"");
Z = [z];
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
disp('-----')
disp('...Datos cargados exitosamente...')
disp('-----')

```

```

disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
%-----
%% CREACIÓN DE LA GRÁFICA POLAR DE CONTORNO
%-----
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
disp('-----')
disp('CREACIÓN DE LA GRÁFICA POLAR DE CONTORNO')
disp('-----')
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
disp('-----')
disp('...Se esta creando la gráfica...')
disp('-----')
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco

% Gráfica Polar de Contorno
[X,Y] = meshgrid(0:pi/6:2*pi,0:pi/36:pi/2);
[x,y,z] = pol2cart(X,Y,Z);
figure;
polar(X,Y);
hold on;
contourf(x,y,z,40);
colormap jet;
colorbar('AxisLocation','in');
t1 = title(strcat(['Grafic Polar Contour'])); %#ok<NBRAK>
grid on;
grid minor;
hold on;
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco
disp('-----')
disp('...La gráfica fue creada exitosamente...')
disp('-----')
disp(' ') %Se muestra un espacio en blanco

%-----
%% FIN DEL PROGRAMA
%-----
disp(' ') % Se muestra un espacio en blanco
disp('-----')
disp('...FIN...')
disp('-----')
disp(' ') % Se muestra un espacio en blanco

```