
EL RECURSO SOLAR PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA

Análisis para el Distrito Metropolitano de Quito

Joffre Constante Segura / Enrique Palacios Chacón



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

**EL RECURSO SOLAR PARA
GENERACIÓN DE ENERGÍA**

Análisis para el Distrito Metropolitano de Quito

Joffre Constante Segura / Enrique Palacios Chacón

EL RECURSO SOLAR PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA

Análisis para el Distrito Metropolitano de Quito



ABYA
YALA | UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA
SALESIANA

El recurso solar para generación de energía
Análisis para el Distrito Metropolitano de Quito

Joffre Constante Segura / Enrique Palacios Chacón

© Universidad Politécnica Salesiana
Av. Turuhayco 3-69 y Calle Vieja
Casilla: 2074
P.B.X.: (+593 7) 2050000
Fax: (+593 7) 4088958
e-mail: rpublicas@ups.edu.ec
www.ups.edu.ec
Carrera de Ingeniería Eléctrica
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Casilla: 2074
P.B.X.: (+593 7) 2050000
Cuenca-Ecuador

Diseño
diagramación,
e impresión: Editorial Universitaria Abya-Yala
Quito Ecuador

ISBN UPS: 978-9978-10-167-4

Impreso en Quito-Ecuador, abril 2014

Publicación arbitrada de la Universidad Politécnica Salesiana

ÍNDICE GENERAL

GLOSARIO DE TÉRMINOS	13
PRÓLOGO	15
INTRODUCCIÓN.....	17
CAPÍTULO I	
EL RECURSO SOLAR EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	19
1.1 Características del recurso solar en sistemas fotovoltaicos.....	19
1.2 Métodos de cálculo del recurso solar para lograr eficiencia	28
1.3 Explotación a gran escala.....	44
1.4 Explotación a nivel residencial	63
CAPÍTULO II	
MUESTREO Y MODELOS DE ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR.....	71
2.1 Modelos de Radiación Solar Extraterrestre	71
2.2 Regresiones y funciones de tendencia	77
2.3 Procesamiento de Muestras	84
2.4 Procesamiento y validación de información histórica de radiación solar.....	96
CAPÍTULO III	
MODELAMIENTO NUMÉRICO DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO	109
3.1 Cálculo de radiación solar extraterrestre en el DMQ	109
3.2 Comparación y cálculo de constantes de ajuste	111

3.3 Modelamiento de la energía solar en el DMQ	120
3.4 Mapa solar del DMQ	140

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA ENERGÍA SOLAR EN EL PROYECTO

FOTOVOLTAICO DEL CENACE..... 145

4.1 Características del proyecto fotovoltaico	145
4.2 Estimación temporal de la energía solar	151
4.3 Estimación de producción	158
4.4 Cálculo de indicadores de evaluación	161

CONCLUSIONES..... 165

RECOMENDACIONES..... 167

BIBLIOGRAFÍA..... 169

ANEXOS..... 173

Anexo 1.....	173
Anexo 2.....	175
Anexo 3.....	176
Anexo 4.....	177
Anexo 5.....	178
Anexo 6.....	179
Anexo 7.....	182
Anexo 8.....	183

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. <i>Esquema de energías renovables procedentes de la energía solar.</i>	21
Figura 1.2. <i>Esquema de relación Sol- Tierra.</i>	22
Figura 1.3. <i>Esquema de conceptos geométricos Sol-Tierra.</i>	23
Figura 1.4. <i>Espectro de Radiación Solar.</i>	25
Figura 1.5. <i>Comportamiento característico anual de la radiación solar extraterrestre.</i>	27
Figura 1.6. <i>Componentes de la Radiación Solar.</i>	28
Figura 1.7. <i>Definición de Masa de Aire.</i>	30
Figura 1.8. <i>Relación entre el ángulo Ψ, el radio de la Tierra y en rayo solar.</i>	31
Figura 1.9. <i>Ecuación del Tiempo con distribución anual.</i>	33
Figura 1.10. <i>Haz de radiación solar en una superficie horizontal.</i>	36
Figura 1.11. <i>Datos de Radiación Solar provenientes de un piranómetro.</i>	37
Figura 1.12. <i>Piranómetro.</i>	38
Figura 1.13. <i>Pirheliómetro.</i>	38
Figura 1.14. <i>Detector de horas de sol.</i>	39
Figura 1.15. <i>Principio de conservación de energía en la atmósfera para imágenes satelitales.</i>	43
Figura 1.16. <i>Esquema de una Central Termosolar.</i>	45
Figura 1.17. <i>Esquema de una Central Fotovoltaica conectada a la red.</i>	47
Figura 1.18. <i>Terminología fotovoltaica.</i>	48
Figura 1.19. <i>Característica V-I de un módulo fotovoltaico.</i>	50
Figura 1.20. <i>Efecto de la temperatura en el rendimiento de módulos fotovoltaicos.</i>	51

Figura 1.21. <i>Conexión del inversor por partes.</i>	54
Figura 1.22. <i>Conexión del inversor por strings.</i>	55
Figura 1.23. <i>Conexión del inversor en configuración maestro - esclavo.</i>	56
Figura 1.24. <i>Conexión del inversor individual para cada módulo FV.</i> ..	57
Figura 1.25. <i>Producción anual de energía fotovoltaica en el Ecuador.</i> ..	61
Figura 1.26. <i>Esquema general de una instalación fotovoltaica autónoma.</i>	63
Figura 1.27. <i>Esquema general de dimensionamiento de una instalación fotovoltaica autónoma.</i>	65
Figura 1.28. <i>Hoja de dimensionado para la evaluación de la energía necesaria en un sistema FV.</i>	67
Figura 2.1. <i>Método de mínimos cuadrados.</i>	79
Figura 2.2. <i>Relación no lineal y liberalización por tramos.</i>	80
Figura 2.3. <i>Gráfica de Residuos de una regresión lineal.</i>	81
Figura 2.4. <i>Función de frecuencia relativa y función de distribución de la tabla 2.1.</i>	89
Figura 2.5. <i>Densidad anual de Radiación Solar para prueba de hipótesis.</i>	93
Figura 2.6. <i>Diagrama de control para la media.</i>	94
Figura 2.7. <i>Diagrama de control para la desviación estándar.</i>	95
Figura 2.8. <i>Programa para extraer datos de radiación solar y temperatura de archivos .ASC de la EPMAPS.</i>	98
Figura 2.9. <i>Radiación solar del sensor patrón de la estación Rumihurco de la EPMAPS.</i>	99
Figura 2.10. <i>Correlación y serie corregida de Radiación Solar del sensor patrón y sensor fuente de la estación Rumihurco de la EPMAPS.</i>	100
Figura 2.11. <i>Distribución de Frecuencias Relativas de Radiación Solar de la estación Rumihurco de la EPMAPS.</i>	101
Figura 2.12. <i>Error en la corrección de Radiación Solar frente al sensor patrón de las estaciones climatológicas de la EPMAPS.</i>	101

Figura 2.13. <i>Error en la corrección de Radiación Solar frente al sensor patrón de las estaciones climatológicas de la EPMAPS.</i>	103
Figura 2.14. <i>Radiación Solar validada de la estación Maucatumbo de la EPMAPS.</i>	104
Figura 2.15. <i>Radiación solar Multianual de la Estación Rumihurco de la EPMAPS.</i>	105
Figura 2.16. <i>Radiación solar normal diaria en un año promedio de la Estación Rumihurco de la EPMAPS.</i>	106
Figura 2.17. <i>Radiación solar normal diaria en un año promedio de la Estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.</i>	107
Figura 3.1. <i>Radiación solar Extraterrestre vs Radiación Solar en la superficie terrestre de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.</i>	110
Figura 3.2. <i>Amplitud de las componentes y armónicas de la radiación solar normal en un año promedio de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.</i>	112
Figura 3.3. <i>Error anual de energía para la reconstrucción de radiación solar con “i” armónicas de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.</i>	112
Figura 3.4. <i>Constante de ajuste K_r desde 1 a 20 armónicas de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente</i>	113
Figura 3.5. <i>Regresión multivariable de cuarto grado para estimar la constante de ajuste K_T</i>	116
Figura 3.6. <i>Regresión multivariable para estimar la constante de ajuste K_T con las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente.</i>	118
Figura 3.7. <i>Radiación solar vs temperatura y ecuación de ajuste de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.</i>	121
Figura 3.8. <i>Error cometido al estimar la radiación solar en función de la temperatura vs el número de datos considerados.</i>	122
Figura 3.9. <i>Gráfica de dispersión de K_e vs latitud.</i>	124
Figura 3.10. <i>Factor K_e en función de la latitud y la altura.</i>	126
Figura 3.11. <i>Regresión multivariable para estimar el factor de corrección K_e con las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente.</i>	128

Figura 3.12. <i>Error diario cometido con una y dos componentes de reconstrucción para la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.</i>	130
Figura 3.13. <i>Modelo de ajuste para la Amplitud, Fase y Offset respectivamente</i>	136
Figura 3.14. <i>Modelo # 3 de estimación de la energía solar para la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente</i>	138
Figura 3.15. <i>Regresión multivariable para estimar el factor de corrección</i>	140
Figura 3.16. <i>Energía Solar diaria promedio en el DMQ.</i>	141
Figura 3.17. <i>Energía Solar diaria promedio en Quito a diferentes alturas.</i>	142
Figura 3.18. <i>Histograma de frecuencia de la energía solar promedio anual en el DMQ.</i>	143
Figura 3.19. <i>Radiación Solar diaria promedio con frecuencia horaria para el DMQ</i>	144
Figura 4.1. <i>Diagrama unifilar de la central fotovoltaica del CENACE.</i>	147
Figura 4.2. <i>Disposición de los paneles solares en la terraza del CENACE.</i>	150
Figura 4.3. <i>Radiación solar medida en el proyecto fotovoltaico del CENACE.</i>	152
Figura 4.4. <i>Radiación solar estimada según el modelo # 1 para el proyecto fotovoltaico del CENACE</i>	153
Figura 4.5. <i>Temperatura vs Radiación Solar de la central fotovoltaico del CENACE</i>	154
Figura 4.6. <i>Radiación solar estimada según el modelo # 3 para el proyecto fotovoltaico del CENACE</i>	155
Figura 4.7. <i>Comparación de error generado en la estimación de radiación solar en el proyecto fotovoltaico del CENACE.</i>	156

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. <i>Definición de relaciones geométricas entre el Sol y la Tierra.....</i>	24
Tabla 1.2. <i>Día promedio recomendado para cada mes y su valor de "n".....</i>	34
Tabla 1.3. <i>Datos de Heliofanía y Nubosidad del año 2010 de la estación Rumipamba del INAMHI.....</i>	41
Tabla 1.4. <i>Proyectos de Generación Fotovoltaica mayores a 1MW sujetos a la regulación 004/11.....</i>	62
Tabla 2.1. <i>Observaciones del número de mantenimientos de una central fotovoltaica.....</i>	87
Tabla 2.2. <i>Tabla de frecuencias del experimento de la tabla 2.1.....</i>	88
Tabla 2.3. <i>Agrupamiento de la muestra por clases del experimento de la tabla 2.1.</i>	90
Tabla 2.4. <i>Estaciones Climatológicas de la EPMAPS con su correspondiente ubicación.....</i>	97
Tabla 2.5. <i>Estaciones Climatológicas de la Secretaría de Ambiente con su correspondiente ubicación.....</i>	97
Tabla 2.6. <i>Ecuación de ajuste para Radiación Solar de la información fuente de 8 estaciones climatológicas de la EPMAPS.....</i>	102
Tabla 3.1. <i>Error absoluto y relativo anual en la reconstrucción con 5 armónicas de la energía solar de las 16 estaciones climatológicas.....</i>	114
Tabla 3.2. <i>Constante de ajuste K_T con su intervalo de error aceptado y constante K_T recalculada por diferentes modelos.....</i>	119
Tabla 3.3. <i>Constante de ajuste K_e con su intervalo de error aceptado y constante K_e recalculada por diferentes modelos.....</i>	129
Tabla 3.4. <i>Error diario promedio cometido con una y dos componentes de reconstrucción.....</i>	132
Tabla 3.5. <i>Factor de correlación R^2 entre cada variable.....</i>	133

Tabla 3.6. <i>Constantes reales y estimadas para el tercer modelo.</i>	137
Tabla 4.1. <i>Inversores, strings, paneles solares y potencia del proyecto fotovoltaico del CENACE.</i>	146
Tabla 4.2. <i>Características Técnicas del panel solar HJM230P-20.</i>	149
Tabla 4.3. <i>Estimación de la energía solar promedio diaria mensual incidente en el proyecto del CENACE.</i>	157
Tabla 4.4. <i>Radiación solar incidente en el panel solar con un grado de inclinación de 10° en el proyecto del CENACE.</i>	158
Tabla 4.5. <i>Radiación solar a la salida de un panel solar de 1 m² en el proyecto del CENACE.</i>	159
Tabla 4.6. <i>Potencia de salida media y producción anual de la central fotovoltaica del CENACE.</i>	160
Tabla 4.7. <i>Costos fijos de inversión para la central fotovoltaica del CENACE.</i>	162
Tabla 4.8. <i>Ingresos y egresos reales y estimados de la central fotovoltaica del CENACE.</i>	163
Tabla 4.9. <i>VAN y TIR, real y estimado de la central fotovoltaica del CENACE.</i>	164
Tabla 4.10. <i>Indicadores de evaluación de la central fotovoltaica del CENACE.</i>	164

GLOSARIO DE TÉRMINOS

DMQ	Distrito Metropolitano de Quito
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
EPMAPS	Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento
INAMHI	Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología
LOTAIP	Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública
CRS	Climatological Radiation Model
SNI	Sistema Nacional Interconectado
IEC	International Electrotechnical Commission
°C	Grados Centígrados
°K	Grado kelvin
W	Vatio
Wp	Vatio Pico
KWp	Kilovatio pico
MW	Megavatio
KWh	Kilovatio hora
GWh	Gigavatio hora
m²	Metro Cuadrado
Km	Kilometro
V	Voltio
I	Corriente
DC	Corriente Directa
AC	Corriente Alterna
VCC	Voltaje de corriente continua
VAC	Voltaje de corriente alterna
STC	Condiciones Estándar de Medida
FV	Fotovoltaico
AM	Masa de aire

MPPT	Punto de Máxima Potencia
T	Temperatura
J	Joules
m/s	Metro por segundo
m.s.n.m	Metro sobre el nivel del mar
Hz	Hertz
PU	Por unidad
USD	Dólar americano
cUSD	Centavo de dólar americano
LOLP	Loss of Load Probability
AOyM	Administración, operación y mantenimiento
VAN	Valor actual neto
TIR	Tasa interna de retorno

PRÓLOGO

El Ecuador y el mundo en general, se encuentran en una intensa búsqueda de energías renovables como fuentes primarias para la generación de energía eléctrica. Una de ellas es la energía solar que podría ayudar a satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad, quizá en un futuro no muy lejano.

La utilización de esta tecnología ha venido creciendo a pasos acelerados desde pequeños sistemas para alimentación de pequeños artefactos electrónicos, hasta grandes plantas generadoras de energía eléctrica. El Ecuador no se queda atrás y ha incentivado su explotación por medio de la entidad competente, CONELEC.

Esta obra presenta un análisis y estudio de la energía solar que incide en el Distrito Metropolitano de Quito con fines de generación eléctrica, ya que como en cualquier otro tipo de central generadora, el estudio de la fuente primaria es el punto principal para determinar la viabilidad de cualquier proyecto.

Enrique Palacios.

INTRODUCCIÓN

El Ecuador por medio del CONELEC, en el año 2012, incentivó el desarrollo de proyectos de generación eléctrica con energías renovables por medio de nuevas leyes, reglamentos y regulaciones que benefician la explotación de la misma. Así, se ha tenido en cuenta la relativamente nueva incursión en este campo, la falta de estudios contundentes y experiencias en cuanto a la energía primaria de los sistemas fotovoltaicos, en el presente trabajo se abordará un estudio y análisis de la radiación solar incidente en el Distrito Metropolitano de Quito (DMQ) y a la vez se modelará la misma para poder estimarla y compararla con otras fuentes de información de instituciones competentes como la describe el atlas solar publicado por el CONELEC con fines de generación eléctrica y la información mundial de la NASA.

Todo esto ayudará a disminuir la incertidumbre y los errores generados en todos los estudios previos que se realizan para emprender un proyecto de generación de gran magnitud y que frenan las decisiones de los inversionistas. Por otro lado también permitirá dimensionar correctamente pequeños sistemas para personas naturales que pueden o podrían optar por esta opción.

En el capítulo primero se abordará la radiación solar como energía primaria para beneficio del ser humano, haciendo principal hincapié en la generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos. La energía solar puede ser aprovechada tanto a gran escala como a baja escala con centrales fotovoltaicas o con pequeños sistemas respectivamente; las características de cada una de ellas serán abordadas en este capítulo. Se concluirá con un resumen del estado actual del Ecuador en generación fotovoltaica, decretos, regulaciones y leyes actualmente vigentes.

En el capítulo segundo se abordará las herramientas matemáticas, probabilísticas y estadísticas necesarias para el análisis y modelado de la radiación solar en el DMQ. Se presentan también algunos modelos ya desarrollados de estimación del recurso solar a nivel mundial. Por otra

parte, se concluye en este capítulo quizás con lo más importante para el buen o mal desarrollo: es la validación de información histórica referente al proceso de calidad que debe mantener la misma para la construcción de una base de datos sólida y confiable necesaria para el desarrollo del capítulo siguiente.

En el capítulo tercero se implementará cuatro modelos numéricos capaces de estimar la energía solar a lo largo de un año promedio en cualquier punto del DMQ. El primer modelo se basa en la estimación realizada por Angstrom y posteriormente modificado por Page (1964); el segundo modelo parte de la ecuación planteada por Stefan-Boltzmann, referente a la radiación emitida por cuerpos en función de su temperatura. El tercer modelo, se basa en un análisis de reconstrucción de la radiación solar por medio de las componentes (armónicas) de Fourier. Finalmente, como cuarto modelo, se encuentra un factor de corrección aplicable a la información de energía solar brindada por la NASA de sus satélites. Al final se presenta un mapa de radiación solar promedio en el DMQ basándose en el primer modelo desarrollado.

En el capítulo cuarto, se analiza y calcula de manera comparativa algunos indicadores útiles al momento de emprender un proyecto de generación de energía eléctrica con tecnología fotovoltaica entre las tres fuentes de información resultantes del anterior capítulo que son: los datos reales brindados por el CENACE, los datos estimados por el CONELEC, el modelo N° 1 y 4 con el objetivo de determinar si la precisión es adecuada, en un proyecto real y definir finalmente al modelo como válido. Para cumplir este fin es necesario estimar de manera técnica y económica la producción de la generadora, las pérdidas, la inversión y por último algunos indicadores de recuperación de la inversión.

EL RECURSO SOLAR EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

En el presente capítulo, se abordará la radiación solar como energía primaria para beneficio del ser humano; se hará hincapié en la generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos. La energía solar puede ser aprovechada tanto a gran escala como a baja escala con centrales fotovoltaicas o con pequeños sistemas respectivamente; asimismo, las características de cada una de ellas serán abordadas. Se concluirá con un resumen del estado actual del Ecuador en generación fotovoltaica, decretos, regulaciones y leyes actualmente vigentes.

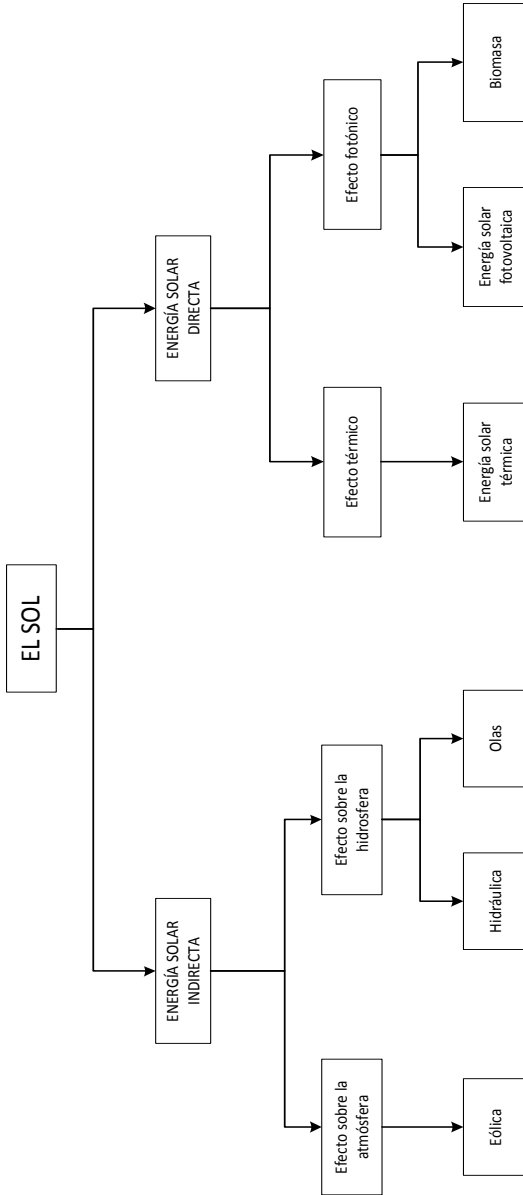
1.1 Características del recurso solar en sistemas fotovoltaicos

El Sol es un gigantesco reactor nuclear en el que la masa se convierte en energía continuamente; de esta solo una parte llega a la Tierra, pero es ampliamente suficiente y superior a la utilizada por las personas en todos los ámbitos correspondientes. Se calcula que la estrella utiliza 4.3 millones de toneladas de su masa por segundo por lo que para quemar el 10 % de su masa necesitaría 6 000 millones de años (Maza, 2011: 314); es por esto que la energía solar en los últimos tiempos ha despertado gran interés, ya que es una fuente primaria de energía para el ser humano así como un recurso renovable.

La energía solar incidente en la Tierra es abundante, no contaminante y relativamente inagotable, dando lugar al interés de explotación ya sea de forma directa o indirecta (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671). Empezando por la energía solar indirecta, se presenta la transformación eminente de la misma en la atmósfera e hidrósfera, en viento, en olas y en precipitación que pueden ser explotadas con sistemas eólicos, centrales mareomotrices y con centrales hidráulicas respectivamente; estas últimas relativamente muy explotadas en el Ecuador para la generación de energía eléctrica (Rújula, 2009: 336).

De forma directa, se la puede clasificar por sus efectos tanto térmicos como fotónicos. El primero por medio de sistemas térmicos referente a cuando se utiliza para producir calor como puede ser en calentamiento de agua (colectores solares), climatización de edificaciones y, en ocasiones, en la producción de vapor de agua para la posterior generación de electricidad por medio de centrales termosolares: fotónico por sistemas fotovoltaicos para obtener energía eléctrica directamente (Rújula, 2009: 336); lo cual se realiza por medio de células solares que juntas forman paneles. Su principio de funcionamiento se fundamenta en el impacto de fotones provenientes del rayo solar, productor del movimiento de electrones de la última capa del elemento semiconductor. En la figura 1.1, se sintetizan las energías procedentes de la estrella.

Figura 1.1. Esquema de energías renovables procedentes de la energía solar.



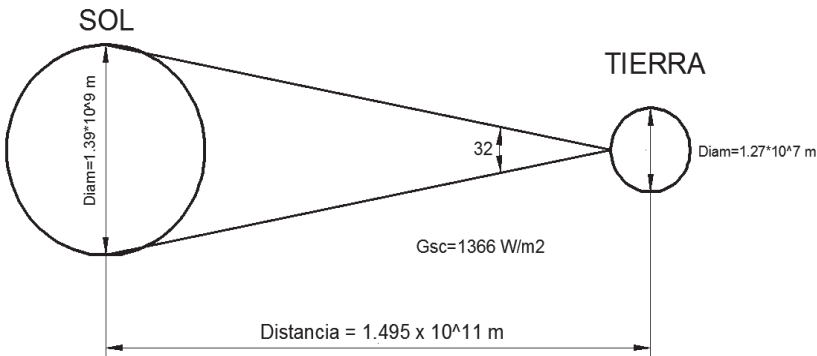
Fuente: Ángel Antonio Bayod Rájula /Sistemas Fotovoltaicos.

Cabe destacar que los seres vivos y muchos procesos cotidianos de la vida utilizan directa o, indirectamente, la energía solar como por ejemplo las plantas en la fotosíntesis, los humanos en la absorción de nutrientes o el viento en la distribución del polen, etc.

• El Sol y la Tierra

En la figura 1.2, se muestra algunas relaciones entre el sol y la tierra, su distancia es 1.495×10^{11} metros, sin embargo esta puede variar en 1.7 %, debido a la excentricidad de la órbita terrestre (Duffie y Beckman, 2006: 908), se observa también el diámetro del Sol y la Tierra, y se destaca el ángulo de 32° formado entre ellos.

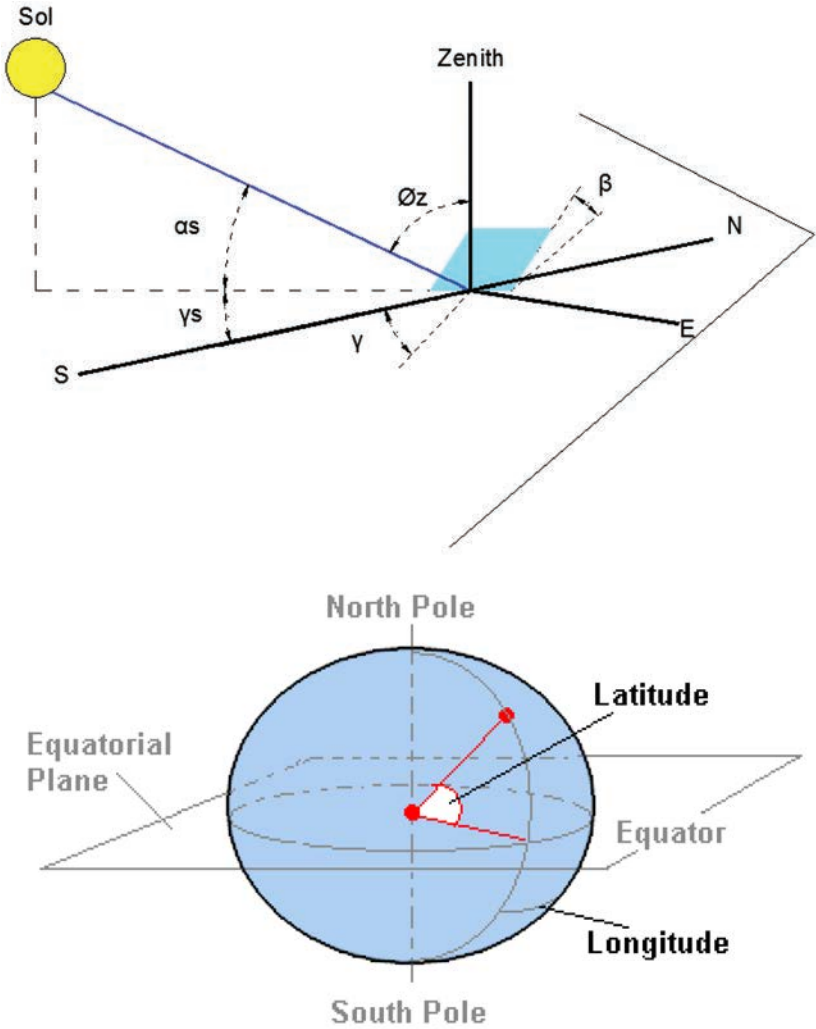
Figura 1.2. Esquema de relación Sol- Tierra.



Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman/ *Solar Engineering of Thermal Processes*.

En la tabla 1.1, se presentan algunos conceptos básicos, pero importantes en la comprensión de cómo incide la radiación solar en la tierra y en determinadas superficies fundamentales (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671) para el estudio en generación eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos; se aclaran algunos conceptos geométricos en la figura 1.3.

Figura 1.3. Esquema de conceptos geométricos Sol-Tierra.



Fuente: NASA & F. Vanek, L. Albright, and L. Angenent / Energy Systems Engineering.

Tabla 1.1. Definición de relaciones geométricas entre el Sol y la Tierra.

SÍMBOLO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
\emptyset	Latitud	Localización angular entre la línea Ecuador y un punto determinado de la Tierra. $-90^\circ \leq \emptyset \leq 90^\circ$. Figura 1.3.
δ	Declinación	Posición angular del Sol al medio día con respecto al plano Ecuador. $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$.
ω	Ángulo Horario	Desplazamiento angular del Sol con respecto al meridiano local por la rotación de la Tierra en el eje en 15° por hora.
θ	Ángulo de incidencia	Ángulo entre la radiación directa en una superficie y la recta normal a dicha superficie.
θ_z	Ángulo Zenith	Ángulo entre la recta vertical o normal y la línea del Sol a la Tierra. Representa el ángulo de incidencia de la radiación directa en un plano horizontal.
α_s	Ángulo altitud solar	Ángulo entre la lineal horizontal y la línea del Sol a la Tierra. Es el complemento del ángulo Zenith.
γ	Ángulo Azimuth en una superficie	Es la desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie del meridiano local. $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$.

Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman / *Solar Engineering of Thermal Processes*.

• Radiación solar

La energía de la radiación solar, que es diferente en la parte exterior de la atmósfera que sobre la superficie de la Tierra, está compuesta de un conjunto de frecuencias y longitudes de onda distintas, las cuales forman el espectro de la radiación solar incidente en la Tierra presentando cada una un distinto nivel de energía (NASA). Ver Figura 1.4.

La energía de los rayos solares se puede calcular por la fórmula de Planck, ecuación (1.1), referente a la radiación emitida por un cuerpo negro ideal (Maza, 2011: 314).

$$E = h * \nu \quad (1.1)$$

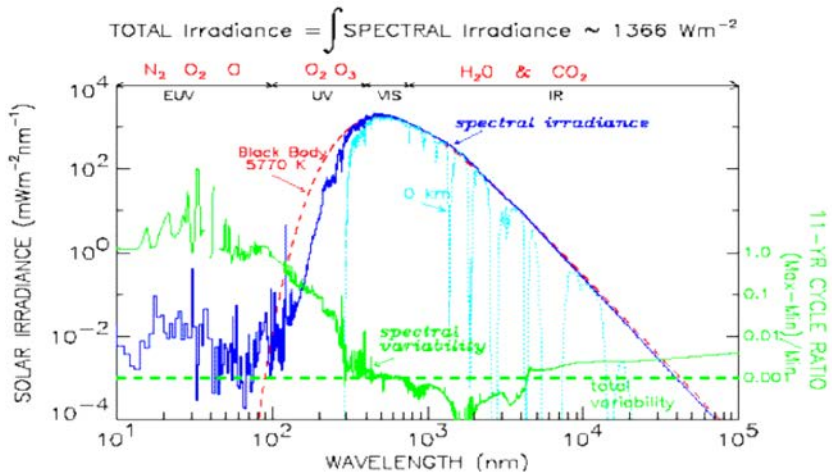
Donde:

- E Energía de los fotones.
 H Constante de Plank, $6.625 \cdot 10^{-34}$ Js.
 ν Frecuencia de oscilación de los fotones.

La longitud de onda (λ) y la frecuencia (f) de las ondas se relacionan por la ecuación (1.2).

$$\lambda = \frac{c}{f} \quad (1.2)$$

Figura 1.4. Espectro de Radiación Solar.



Fuente: NASA.

De lo anterior, se puede concluir que algunos fotones de poca energía no pueden penetrar la atmósfera siendo este un componente de la diferencia entre la radiación solar presente en la parte exterior de la Tierra y en su superficie. Por ejemplo, los rayos gamma mantienen mayor cantidad de energía que los rayos infrarrojos, es decir, a mayor

frecuencia mayor energía; todas las frecuencias viajan a la velocidad de la luz (c), 299 792 458 m/s (Maza, 2011: 314).

La radiación solar que llega a la parte exterior de la atmósfera se mide por medio de una constante solar, G_{sc} , la cual representa la energía del sol por unidad de tiempo en un área de $1m^2$ perpendicular a la dirección de propagación de la radiación (Duffie y Beckman, 2006: 908). Su valor ha ido cambiando durante los años debido a mejores estudios y mejores tecnologías. En 1954, Johnson le asignó el valor de $1\ 395\ W/m^2$, un estudio posterior declaró $1\ 353\ W/m^2$ con estimación de error del 1.5 %, el cual fue aceptado por la NASA en 1976 (Duffie y Beckman, 2006: 908), su valor más reciente es de $1\ 366.1\ W/m^2$ adoptada en el año 2000 por la “American Society for Testing and Materials” (Kalogirou, 2009: 760) y la cual utiliza la NASA, como se puede apreciar en la figura 1.5. Este valor será el adoptado en esta investigación.

El comportamiento de la radiación en la parte exterior de la atmósfera es diferente en el tiempo, sin embargo presenta un ciclo anual que se lo puede representar mediante una formulación y que responde a los movimientos característicos de la Tierra y el Sol (Kalogirou, 2009: 760). El comportamiento característico responde aproximadamente a la ecuación (1.3) y se presenta en la figura 1.5.

$$G_{on} = G_{sc} \left\{ 1 + 0.034 \cos \left[\frac{360(n-3)}{365} \right] \right\} \quad (1.3)$$

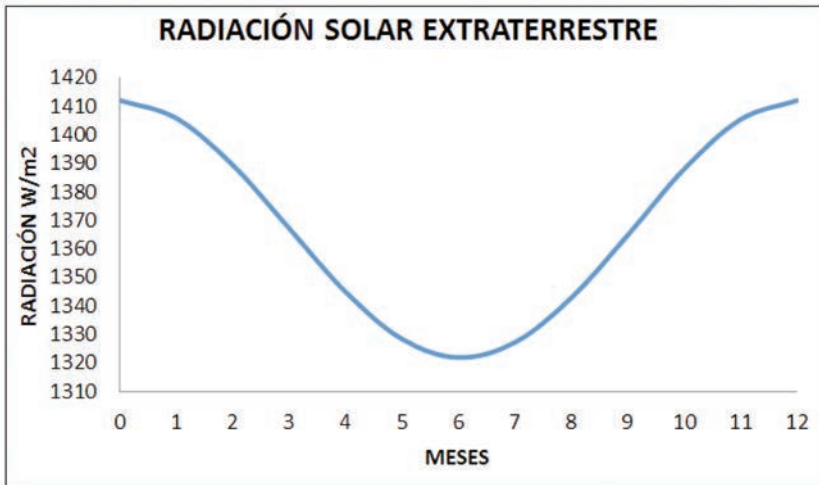
Donde:

- G_{on}** Radiación extraterrestre medida en el plano normal a la radiación en el día “n” del año (W/m^2).
- G_{sc}** Constante solar ($1\ 366\ W/m^2$)
- n** Día del año, de 1 a 365.

Existe un cambio reciente realizado a la ecuación (1.3) en el factor “n” sustituido por “n - 3”, porque el día 3 de enero es actualmente el día del perihelio solar (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671), ecuación (1.4).

$$G_{on} = G_{sc} \left\{ 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right\} \quad (1.4)$$

Figura 1.5. Comportamiento característico anual de la radiación solar extraterrestre.



Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman/ *Solar Engineering of Thermal Processes*.

• Componentes de la radiación solar

La radiación solar en la superficie terrestre se la puede clasificar en cuatro tipos diferentes: directa, difusa, albedo y total (Maza, 2011: 314; Duffie y Beckman, 2006: 908).

La radiación directa es aquella que incide sobre una superficie sin haber tenido dispersión en la atmósfera, es decir se recibe con un ángulo único y directo.

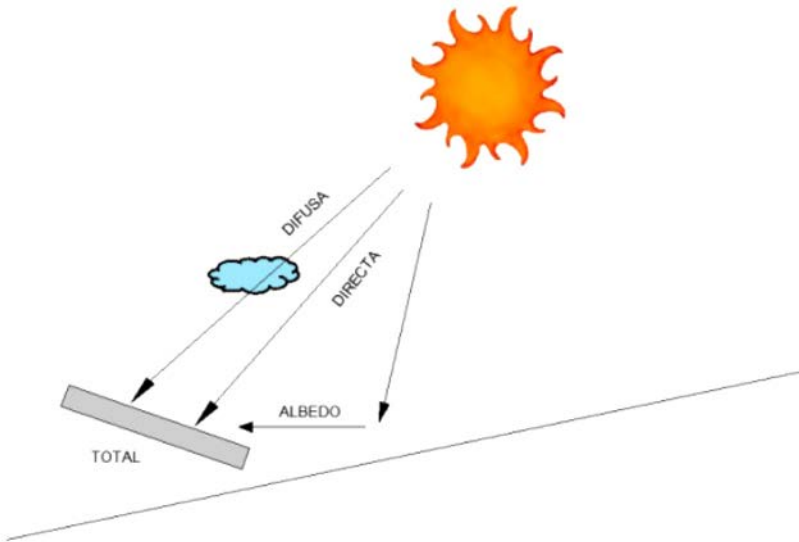
La radiación difusa es la que sufre un cambio de dirección en la atmósfera por dispersión.

La radiación llamada como albedo es aquella que incide en una superficie como consecuencia de la reflexión de superficies aledañas a la

primera, por ejemplo, un cuerpo negro tiene reflexión casi nula y la nieve cercana a la unidad (Maza, 2011: 314).

La radiación total no es más que la suma de todas las anteriores que se presenta en una unidad de área o superficie (Duffie y Beckman, 2006: 908). La figura 1.6 sintetiza los componentes de la radiación solar.

Figura 1.6. *Componentes de la Radiación Solar.*



Fuente: S. Kalogirou / *Solar Energy Engineering: Processes and Systems.*

1.2 Métodos de cálculo del recurso solar para lograr eficiencia

El detalle de información sobre la radiación solar disponible en cualquier emplazamiento es esencial para el diseño y análisis económico de un sistema de aprovechamiento solar. En sitios donde no existe una gran cantidad de información, se pueden utilizar modelos de estimación basada en información climatológica del lugar, por punto geográfico en la Tierra y por imágenes satelitales (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

En la utilización práctica de la energía solar, frecuentemente un error de no más del 10 % en la medida de los instrumentos es aceptado, fundamentalmente, porque el rendimiento de las máquinas solares no puede ser predicho con suficiente exactitud. Es importante conocer cuan confiables son los registros en un período, cuantos años de datos son necesarios y suficientes para las predicciones, la variación con la hora y la estación, y por último los períodos cuando se presenta los niveles más bajos de intensidad (Daniels, 2010: p. 406).

La intensidad de la energía solar que impacta en la parte exterior de la atmósfera terrestre es aproximadamente $1\ 366\ \text{W}/\text{m}^2$ (valor adoptado en el año 2000 y utilizado actualmente por la NASA), definida como “Constante Solar” (NASA), Gsc. Sin embargo esta varía ligeramente en el tiempo entre otras cosas por bengalas, puntos solares y principalmente por la distancia entre el Sol y la Tierra. Como se pudo apreciar anteriormente dicha Radiación Solar Extraterrestre está caracterizada por la ecuación (1.4).

Para propósitos de estimación de energía solar disponible, se suele adoptar valores máximos entre 900 y 1 000 W/m^2 , en un día claro al mediodía cuando el sol está en el punto más alto del cielo; sin embargo, incluso en estas situaciones la energía disponible suele ser menor por la absorción y difusión realizada en la atmósfera (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671).

• Masa de aire y transmitancia atmosférica

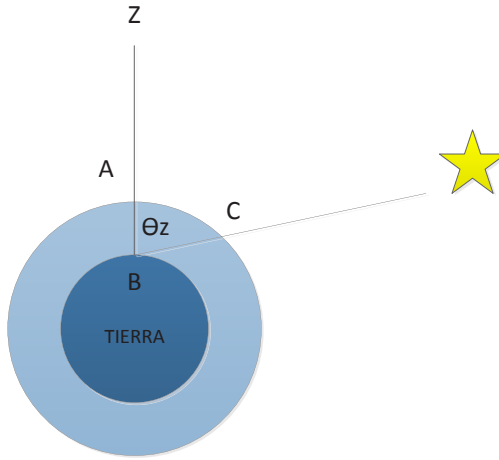
Una manera simple de calcular la energía solar es a través de la cantidad de masa de aire de la atmósfera la cual es la principal variable de atenuación, difusión y reducción de la radiación solar. La cantidad de masa de aire, “AM”, está definida como la relación entre la distancia del recorrido directo del rayo y la distancia cuando el Sol está directamente por encima, ecuación (1.5); como se puede apreciar en la figura 1.7, cabe destacar que la curvatura de la distancia del recorrido por la refracción de la luz se asume que es despreciable en este modelo.

$$AM = \frac{CB}{AB} = \frac{1}{\cos(\theta_z)} = \csc(\theta_z) \quad (1.5)$$

Donde:

θ_z Ángulo Zenith

Figura 1.7. Definición de Masa de Aire.



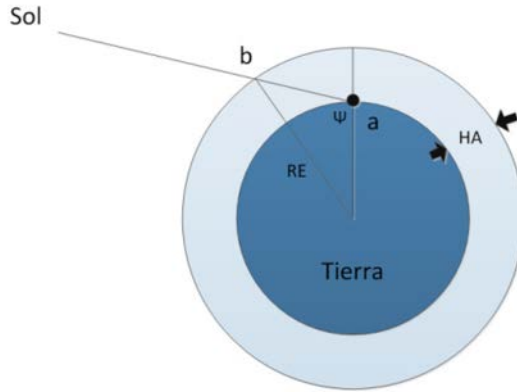
Fuente: F. Vanek, L. Albright, and L. Angenent / *Energy Systems Engineering*.

La ecuación (1.5) se vuelve inexacta para valores grandes del ángulo Zenith debido a que la masa de aire tiende a valores infinitos cuando el Sol está en el horizonte y el ángulo Zenith se acerca a 90° , se puede utilizar la ecuación (1.5) para valores menores a los 75° y la ecuación (1.6) para valores superiores, es decir cuando el sol se encuentra cercano al horizonte.

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0.50572 (96.07995 - \theta_z)^{-1.36364}} \quad (1.6)$$

Otra manera de calcular la masa de aire es al utilizar R_E la distancia de donde la luz entra a la atmósfera, el radio de la Tierra, y la geometría entre las dos líneas así definidas, como se puede apreciar en la figura 1.8.

Figura 1.8. Relación entre el ángulo Ψ , el radio de la Tierra y en rayo solar.



Fuente: F. Vanek, L. Albright, and L. Angenent / *Energy Systems Engineering*.

Se calcula el parámetro “m” con la ecuación (1.7) que define la relación entre la distancia que viaja el rayo y la distancia que recorrería si estuviera exactamente encima. Para calcular valores de “m”, se puede tomar valores constantes del radio de la Tierra R_E igual a 6 372 Km y el espesor de la atmósfera H_A como 152.4 Km (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671)

$$m = \sqrt{1 + 2 \frac{R_E}{H_A} + \frac{(R_E \cos(\Psi))^2}{H_A^2} + \frac{R_E \cos(\Psi)}{H_A}} \quad (1.7)$$

Donde:

R_E Radio de la Tierra.

H_A Espesor de la atmósfera.

Ψ $\alpha + 90^\circ$ donde α es la altitud solar.

El efecto del achatamiento de la Tierra en los polos tiene un impacto reducido en el valor de “m” por lo que es ignorado. Una aproximación de la transmitancia atmosférica para días con cielo claro se modela con una exactitud del 95 % con la ecuación (1.8) (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671).

$$\tau_{atm} = 0.5 (e^{-0.65 AM} + e^{-0.095 AM}) \quad (1.8)$$

• Dirección de los rayos solares

En esta sección se estudiará la posición y el movimiento del Sol a través de la atmósfera como función de varios parámetros, como la inclinación de la Tierra y el cambio de la distancia angular realizada por el sol (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671).

Dos factores asociados con la órbita terrestre y la variación de la velocidad de la Tierra a lo largo de un año, dan lugar a una ligera variación entre la hora normal utilizada por el ser humano y la verdadera hora solar usada en todas las variaciones angulares referentes al Sol. La relación entre estas dos horas se llama ecuación del tiempo y se caracteriza por la ecuación (1.9) (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671)

$$\text{Solar Time-standard time} = 4 (L_{st} + L_{loc}) + E \quad (1.9)$$

Donde:

L_{st} Meridiano estándar para la hora de la zona local.

L_{loc} Longitud de la localización en cuestión.

E Ecuación del tiempo [minutos].

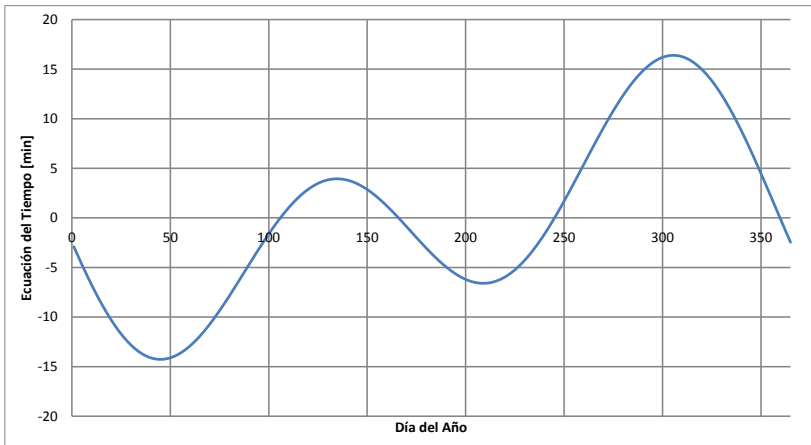
La ecuación del tiempo “E” se presenta en la figura 1.9 y responde a la ecuación (1.10).

$$E = 229.2 (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \quad (1.10)$$

Donde:

$$B = (n - 1) 360/365$$

Figura 1.9. Ecuación del Tiempo con distribución anual.



Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman / *Solar Engineering of Thermal Processes*.

La declinación “ δ ” puede ser calculada aproximadamente a partir de la ecuación de Cooper (1969), ecuación (1.11), o más exactamente con la ecuación de Spencer (1971), ecuación (1.12), donde “ n ” es el número del día del año, $0 < n < 365$ (Duffie y Beckman, 2006: 908).

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right) \quad (1.11)$$

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos B + 0.070257 \sin B - 0.006758 \cos 2B + 0.000907 \sin 2B - 0.002679 \cos 3B + 0.00148 \sin 3B \quad (1.12)$$

Es posible también calcular la altitud solar “ α s” máxima al medio-día usando la ecuación (1.13).

$$\alpha \text{ max} = 90 - L + \delta \quad (1.13)$$

Donde:

L Latitud en grados.

Para el cálculo de los parámetros mensuales, como puede ser la declinación “ δ ”, se aconseja utilizar valores de “ n ” como se muestra en la tabla 1.2 referente a un día cercano al medio mes, cabe destacar que no se conoce la valides en la latitud del Ecuador (Rújula, 2009: 336).

Tabla 1.2. *Día promedio recomendado para cada mes y su valor de "n".*

Mes	n para el i-esimo día del mes	Para el día promedio del mes		
		Fecha	n	δ
Enero	i	17	17	-20.9
Febrero	31 + i	16	47	-13.0
Marzo	59 + i	16	75	-2.4
Abril	90 + i	15	105	9.4
Mayo	120 + i	15	135	18.8
Junio	151 + i	11	162	23.1
Julio	181 + i	17	198	21.2
Agosto	212 + i	16	228	13.5
Septiembre	243 + i	15	258	2.2
Octubre	273 + i	15	288	-9.6
Noviembre	304 + i	14	318	-18.9
Diciembre	334 + i	10	344	-23

Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman / *Solar Engineering of Thermal Processes.*

· **Aproximación de la energía diaria incidente en un panel solar**

Antes de empezar con la estimación de la energía sobre un colector es necesario encontrar algunas relaciones entre la posición solar y el ángulo de incidencia sobre una superficie; idealmente un colector solar o un panel debe estar siempre orientado al sol, es decir el plano de dicho aparato debe estar ortogonal a la dirección del rayo de luz. Esto se logra por mecanismos de control que orientan las caras de los colectores hacia el sol; sin embargo, en ciertos casos, esto no es posible ya sea por simplicidad, dimensión o aspectos económicos.

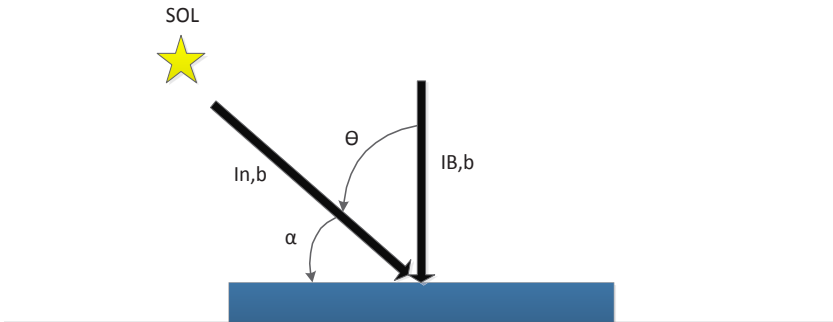
Supóngase dos vectores unitarios, uno paralelo al rayo de sol incidente “S” y el otro normal a la superficie del colector “N”, entonces el valor del ángulo θ_i está dado por la ecuación (1.14), donde “•” es el producto punto de los vectores calculados (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671).

$$\cos \theta_i = S \cdot N \quad (1.14)$$

Al conocer el ángulo θ_i entre dichos dos vectores y la radiación horaria normal al sol, $I_{n,b}$, se puede calcular la radiación incidente en un colector por la ecuación (1.15). Se muestran dichas relaciones en la figura 1.10.

$$I_{B,b} = I_{n,b} \cos \theta_i \quad (1.15)$$

Figura 1.10. Haz de radiación solar en una superficie horizontal.



Fuente: S. Kalogirou /Solar Energy Engineering: Processes and Systems.

El ángulo de incidencia (θ_i) sobre un plano horizontal se lo puede estimar de manera rápida para el mediodía con la ecuación (1.16).

$$\cos\theta = \text{seno}^2(\delta) + \cos^2(\delta) \cos(\omega) \quad (1.16)$$

La relación R_b de la radiación recibida por un colector inclinado y la radiación recibida equivalente de una superficie horizontal es de sumo interés en instalaciones de centrales solares o fotovoltaicas, y se calcula por la ecuación (1.17) (Kalogirou, 2009: 760)

$$R_b = \frac{I_{n,b} \cos \theta_i}{I_{n,b} \cos \theta_z} \quad (1.17)$$

Con la ecuación (1.17) es posible calcular aproximadamente la cantidad de energía que alcanza un colector solar como función de la radiación directa, la orientación del panel, la hora del día, el día del año y la latitud del lugar en cuestión. Este proceso incluye los siguientes pasos (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671):

1. Cálculo del ángulo horario a partir de la hora del día en tiempo solar.

2. Calcular la altitud solar como función de la latitud, declinación y ángulo horario.
3. Calcular el Azimut solar de la declinación, ángulo horario y altitud solar.
4. Calcular el ángulo de incidencia a partir de la altitud solar, azimut solar, ángulo del colector " β " y la superficie azimut.

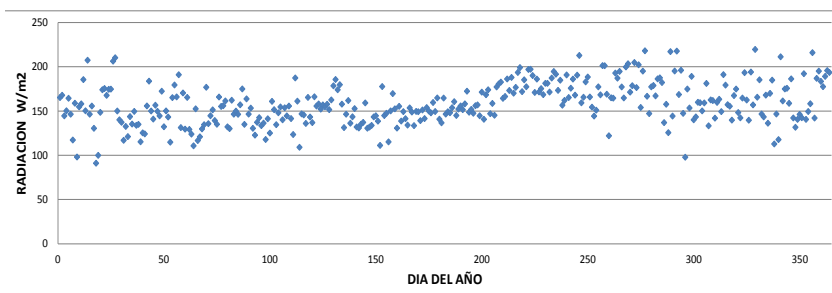
• Datos históricos de radiación solar

La información de radiación solar es muy importante tanto para su uso y comprensión, los datos de radiación solar pueden estar presentes de distintas maneras; entre ellas mediciones instantáneas o valores integrados en un tiempo como horas o días, ser de diferente índole en cuanto a radiación directa, difusa o total, inclinación del sensor o la superficie, entre otros.

La mayoría de la información histórica de radiación es proveniente de superficies horizontales, incluyen tanto la radiación directa como la difusa, es decir la total, sus medidas son instantáneas cada cierto periodo constante de tiempo la cual se dispone como se muestra en la figura 1.11 para luego poder ser integrada (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

Dos tipos fundamentales de radiación se disponen generalmente, la primera es información de energía total mensual a partir de datos diarios en una superficie horizontal, H , y la segunda, la energía total por hora en una superficie horizontal para largos periodos, I (Duffie y Beckman, 2006: 908).

Figura 1.11. Datos de Radiación Solar provenientes de un piranómetro.



Existen muchas maneras de medir la radiación solar, unas directas y otras indirectas que luego son modeladas por algún método de estimación. A continuación, se describen de una manera muy rápida algunos sensores de radiación solar (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

Piranómetro: Es utilizado para medir con mucha exactitud la radiación incidente en una superficie tanto la directa, difusa como la total. Su campo de visión es de 180° . Figura 1.12.

Figura 1.12. Piranómetro.



Fuente: Geónica S.A

Pirheliómetro: A diferencia del piranómetro, su campo de visión es de 5° por lo que es utilizado, generalmente, para medir la radiación directa, frecuentemente sirve para calibrar piranómetros. Figura 1.13.

Figura 1.13. Pirheliómetro.



Fuente: Geónica S.A

Detectores Termoeléctricos: Consiste en una serie de termocuplas unidas para generar un voltaje proporcional a la diferencia de temperatura de sus uniones y, por ende, a la radiación solar.

Detectores fotovoltaicos: Utilizan celdas solares de silicio las cuales generan una corriente proporcional a la radiación incidente sobre ellos. Tiene limitaciones en cuanto a frecuencias bajas, donde los fotones no tienen la suficiente energía para generar movimiento de electrones del semiconductor.

Detectores de horas de sol: Son sensores que miden la cantidad de horas sol incidentes en un día, son menos precisos que los piranómetros, ya que debe intervenir un modelo numérico posterior para obtener propiamente radiación solar. Este tipo de información es muy común todavía, ya que las estaciones antiguas contaban con dichos sensores. Figura 1.14.

Figura 1.14. *Detector de horas de sol.*



Fuente: *Geónica S.A*

Radiómetros: Son medidores del espectro solar, sin embargo son muy complejos y caros. Su ancho de banda es de 280 a 2 500 nm.

En el Distrito Metropolitano de Quito (DMQ), se dispone principalmente de datos meteorológicos y climatológicos mediante el “Instituto Nacional de Meteorología e 2013) Hidrología”, INAMHI (2013), la “Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento”, EPMAPS (2013), y de la “Secretaría de Ambiente” (2013).

Datos históricos de climatología en el INAMHI, se encuentran dentro de sus “anuarios meteorológicos” los cuales se disponen clasificados por estaciones distribuidas a lo largo de todo el país; sin embargo al revisar dichos anuarios no existe información concreta de radiación solar, sino más bien de la heliofanía (horas de sol) mensual y nubosidad media, siendo esta última, carente en ciertos casos. Se puede apreciar un ejemplo en la tabla 1.3 (INAMHI, 2013).

La EPMAPS a diferencia del INAMHI posee datos directos de radiación solar a lo largo del DMQ en 10 lugares distintos y en promedio de los últimos 10 años, sin embargo esta información no es pública en su página web y solo está disponible en su red local (2013).

Para la obtención de dicha información se realizó una solicitud de acceso a la información pública, basándose en la “Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública”, LOTAIP, y que se presenta en el Anexo (LOTAIP).

El sensor y transductor utilizado para medir la radiación solar por parte de la EPMAPS en sus estaciones es un piranómetro marca LI-COR de la serie LI-200, el cual dota de una variación de corriente con el cambio de la irradiancia, su medida está en W/m^2 con un error menor al 5 %. Un dato muy importante para determinar el alcance de esta investigación, es conocer qué tipo de radiación percibe y para qué aplicaciones está destinado; el campo de acción es la radiación global en condiciones naturales sin obstáculos ni luz artificial (2013).

La “Secretaría de Ambiente” presenta datos históricos desde aproximadamente el año 2005 hasta la actualidad, de 7 diferentes lugares (estaciones) a lo largo del DMQ, reposando dicha información públicamente en su página web (2013). El sensor empleado para la medición por parte de la “Secretaría de Ambiente” es también un piranómetro de la marca Kippzonen modelo CMP 3, medición de radiación global, 180° de visión y estabilidad del 1 % por año (CMP, 2013).

Como los dos tipos de sensores, de la EPMAPS y “Secretaría del Ambiente”, miden radiación solar del tipo global, se los puede utilizar conjuntamente.

Tabla 1.3. Datos de Heliofanía y Nubosidad del año 2010 de la estación Rumipamba del INAMHI.

Mes	Heliofanía (Horas)	Nubosidad Media (Octas)
Enero	183.5	6
Febrero	124.1	7
Marzo	148.8	6
Abril	124.1	6
Mayo	148.8	6
Junio	121.5	6
Julio	183.3	5
Agosto	140.8	6
Septiembre	148	6
Octubre	155.2	6
Noviembre	127.6	6
Diciembre	127.3	7

Fuente: INAMHI.

• Radiación solar utilizando información satelital

Los satélites han sido utilizados desde los años sesenta para obtener información de datos climatológicos, incluyendo la nubosidad la cual ha tenido su papel principal en la observación de tornados y huracanes. Recientemente, se ha despertado el interés de utilizar los datos de nubosidad para estimar la radiación solar terrestre y dado que los satélites meteorológicos pueden cubrir la mayoría de la Tierra ahora se puede estimar en lugares con carencia de información o donde es inexistente (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

Los satélites se disponen en tres configuraciones de orbitas principalmente, la ecuatorial, la polar y los geoestacionarios. Los satélites de la órbita ecuatorial están relativamente cerca de la Tierra a una distancia similar a 600 Km; los polares también se encuentran en una órbita cercana y por último los geoestacionarios, que siempre están en un mismo punto por encima de la Tierra; tienen una altitud más elevada alrededor de los 36 000 Km. Sensores radiómetros de alta resolución son capaces de medir las ondas electromagnéticas incidentes en la Tierra y, por ende, la radiación solar. Su resolución está dictada por cada pixel, que representa el área más pequeña de información generable y están en el orden de 2 Km x 2 Km en el mejor de los casos.

La señal obtenida por el radiómetro de un satélite que mide el flujo de radiación solar es la reflejada por la atmósfera de la Tierra; el método básico detrás de la estimación de la radiación terrestre se basa en el principio de la conservación de la energía en la atmósfera, ecuación (1.18), y se aprecia en la figura 1.15.

$$I_{in} = I_{out} + I_a + I_g \quad (1.18)$$

Donde:

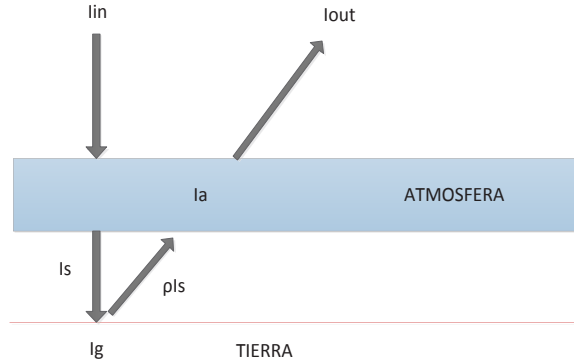
I_{in} Radiación solar incidente en la atmósfera.

I_{out} Radiación reflejada en la atmósfera.

I_a Radiación absorbida por la atmósfera.

I_g Radiación incidente en la Tierra.

Figura 1.15. Principio de conservación de energía en la atmósfera para imágenes satelitales.



Fuente: D. Y. Goswami and J. F. Kreider / Principles of Solar Engineering.

I_g puede ser expresada en términos del albedo de la superficie o reflectividad “ ρ ” y la radiación incidente en la Tierra I_s como lo muestra la ecuación (1.19).

$$I_g = I_s (1 - \rho) \quad (1.19)$$

De las 2 ecuaciones anteriores, (1.18) y (1.19), se obtiene la ecuación (1.20).

$$I_s = \frac{(I_s - I_{out} - I_a)}{(1 - \rho)} \quad (1.20)$$

La I_{out} es medida por el satélite, I_{in} depende de la distancia Sol-Tierra y el ángulo Zenith.

Si se pudiera estimar la radiación absorbida por la atmósfera se podría calcular fácilmente la I_s pero dado que es muy difícil predecir I_a debido a las condiciones atmosféricas referentes a la masa de aire y reflectividad presentes en cada punto, se ha desarrollado dos métodos

empíricos de estimación, un método estadístico y un método físico (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

El método estadístico se basa en encontrar una relación entre el flujo medido por un radiómetro satelital, simultáneamente con valores obtenidos sobre la superficie terrestre bajo consideración.

El método físico se basa en el análisis de los procesos de radiación en la atmósfera como el paso de los rayos por la misma. Algunos modelos fueron desarrollados siendo uno el de “Hay y Hanson” sobre la transmitancia T dado en la ecuación (1.21).

$$I_s = aI_{in} - bI_{out} \quad (1.21)$$

Los valores “a” y “b” son calculados a partir de regresiones y se sugiere calcularlos para cada región considerada.

1.3 Explotación a gran escala

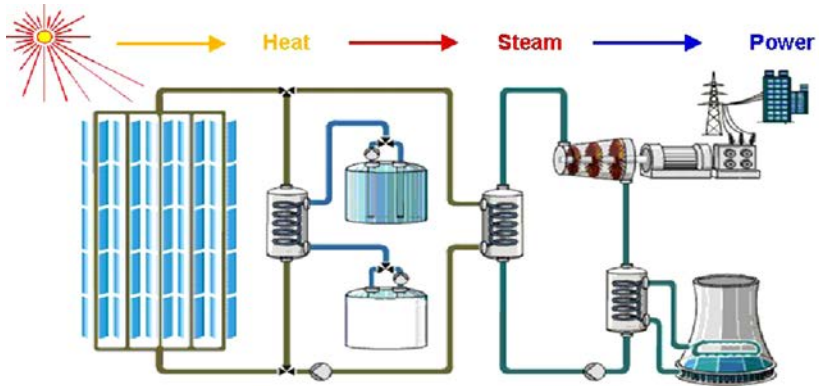
Hoy en día la humanidad se ha embarcado en un desarrollo acelerado de alternativas de generación de energía limpia para el medioambiente en todo nivel; se ha enfocado entre otros en la explotación de la energía solar, la cual se puede básicamente aprovechar de tres maneras: por métodos térmicos, conversión fotovoltaica y en procesos químicos (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

Es de interés en esta sección estudiar la generación fotovoltaica a gran escala, sin embargo, se tratará brevemente sobre el desarrollo de aplicaciones térmicas y procesos químicos con energía solar.

Los sistemas solares térmicos colectan la radiación solar y la utilizan para generar calor a bajas y altas temperaturas; las primeras se utilizan en aplicaciones de calentamiento de agua y calefacción a nivel residencial y comercial, y las temperaturas altas, se disponen para producir vapor y la consecuente generación de energía eléctrica de manera similar a las centrales térmicas convencionales (Patel, 2006: s.p), figura 1.16. La principal ventaja de este tipo de generación es su eficiente capacidad de almacenar dicha energía para poderla entregar en situaciones de

gran demanda (pico de demanda) o, por las noches, cuando no existe luz del sol; a diferencia de la generación fotovoltaica que presenta inconvenientes en esta situación. La generación térmica es la mejor desarrollada hasta la actualidad.

Figura 1.16. Esquema de una Central Termosolar.



Fuente: Renovetec Company.

El uso de la radiación solar en procesos químicos abarca una gran variedad de industrias como por ejemplo la alimenticia, mecánica, eléctrica entre otras; como se conoce desde hace mucho tiempo la energía solar se utiliza en la producción de comida, de fibras, de calor, procesos de fotólisis, fotocátalisis y, en general, cualquier proceso químico con energía solar llamado también procesos de fotorreacción (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

La generación fotovoltaica es la obtención de manera directa de energía eléctrica de los rayos solares por medio de paneles fotovoltaicos, colocados como arreglos para satisfacer determinadas cargas, ya que la potencia de un simple panel está entre los 80 y 200 W. Su aplicación puede ser tanto en relativas grandes centrales conectadas a la red, sistemas aislados y, por ejemplo, para dotar de energía a ciertos elementos particulares como los satélites (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671). De aquí en adelante, se empezará con el estudio de sistemas fotovoltaicos hasta el final de este capítulo.

· **Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica**

Los sistemas fotovoltaicos al realizar una transformación directa de energía solar a eléctrica presentan como ventajas eminentes: la sencillez, fiabilidad, confiabilidad y operatividad, por ejemplo en sistemas de telecomunicaciones y energización de satélites. Al existir paneles de diversas potencias, desde milivatios hasta un par de cientos de vatios, y al ser contruidos de manera modular los sistemas de generación de cualquier dimensionamiento pueden ser rápidamente instalados y de igual forma desmontados en cualquier caso.

En cuanto al mantenimiento de dichas plantas, se concluye que es reducido debido a la no existencia de partes móviles, un factor importante es la vida útil de sus elementos que ronda los 40 años, para módulos y subsistemas auxiliares, y de 30 años para componentes electrónicos como los inversores (Rújula, 2009: 336).

Quizás el factor más importantes que destaca esta clase de sistemas es su impacto medioambiental referente principalmente a dos aspectos; el primero da valor al recurso primario (energía solar) es abundante, gratuito e inagotable a escala humana, y el segundo en el desarrollo, operación y mantenimiento de la central puesto que no produce combustión, emisiones nocivas, gases policionantes ni ruidos.

Por lo citado anteriormente, se vuelve una alternativa atractiva sobre todo en lugares alejados a la red eléctrica ya que constituyen la mejor opción en términos técnico-económicos.

Los inconvenientes de los sistemas de generación fotovoltaica son muy reducidos por sus características de energía limpia y renovable, sin embargo se destacan tres: los costos en cuanto a sus componentes y el coste de la energía, la eficiencia de los paneles solares, y el impacto medioambiental que se presenta en el lugar de emplazamiento en caso de presentarse movimiento de especies; cabe recalcar que este último se presenta casi solo en generación a gran escala (S. E. International, 2004: 363).

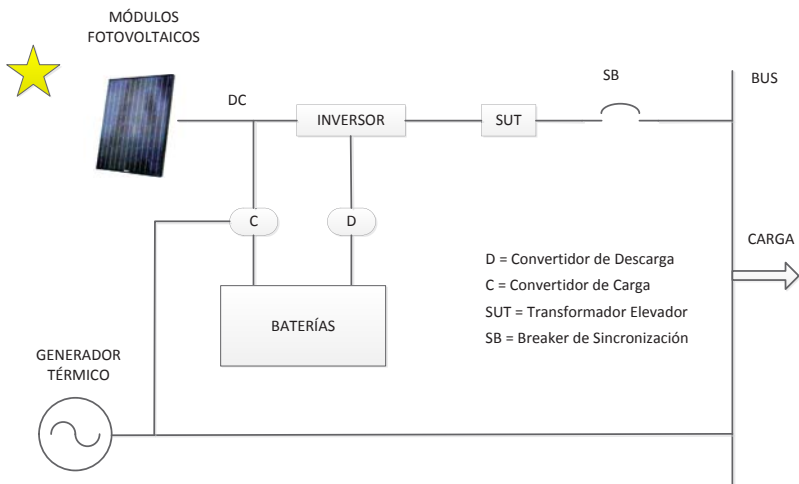
· **Centrales fotovoltaicas**

Las aplicaciones de las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar de dos maneras: por su dimensión (pequeñas y grandes potencias) y, por su conexión, pudiendo separarlas en instalaciones aisladas

de la red e instalaciones conectadas a la red (Rújula, 2009: 336). Es de esperarse que las centrales fotovoltaicas sean de gran dimensión y conectadas a la red por lo que sus sistemas de control son algo más complejos, por ejemplo, un pequeño sistema de 2 KW_p necesita aproximadamente 20 módulos fotovoltaicos que abarcarían un área de alrededor de 25m^2 . La mayoría de módulos son un conjunto de células que se conectan de manera que entreguen una corriente a un voltaje de 12V, por lo que se realizan arreglos de módulos para obtener voltajes superiores y/o se colocan inversores de bajo voltaje DC a alto voltaje AC (Kalogirou, 2009: 760).

En la figura 1.17, se presenta esquemáticamente un diagrama de una central fotovoltaica conectada a la red, en dichas instalaciones intervienen algunos elementos como: los módulos fotovoltaicos, el inversor, la línea eléctrica, baterías, un generador térmico y una serie de elementos complementarios de control y protección (Rújula, 2009: 336).

Figura 1.17. Esquema de una Central Fotovoltaica conectada a la red.



Fuente: M. R. Patel / Wind and solar power systems.

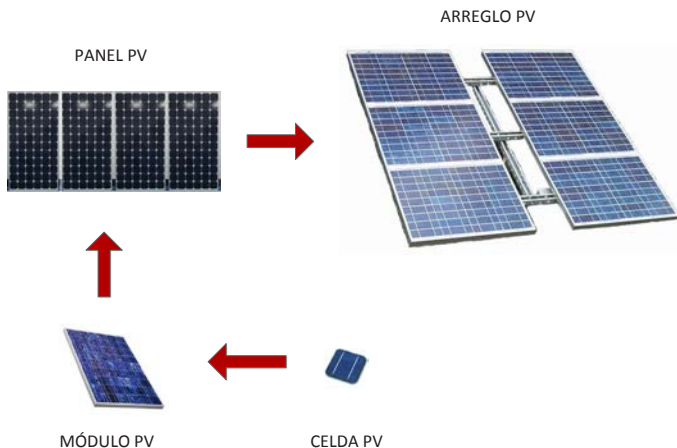
La energía generada por los módulos fotovoltaicos, que son de baja tensión, pasa directamente al inversor DC/AC, donde se eleva el voltaje y por medio de un transformador elevador se suministra dicha ener-

gía a la red; un banco de baterías es conectado a la salida de los paneles por medio de un controlador de carga y se conecta de nuevo al inversor con un controlador de descargas, teniendo como objeto satisfacer pequeños picos de carga; el generador térmico se utiliza para situaciones de *back up*, regulación y en centrales híbridas también suministra energía, se añade un complejo sistema de control y protección; se destaca en la figura 1.20, el *breaker* de sincronización (Patel, 2006: s.p).

• Características de los módulos fotovoltaicos

La unidad básica de un sistema fotovoltaico es la “celda fotovoltaica”, la cual convierte la luz del sol en corriente directa a través de efectos fotovoltaicos aproximadamente a medio voltio, un conjunto de celdas se conectan en serie o serie paralelo, “modulo”, para producir un voltaje específico, además de ser encapsuladas para protegerlas del clima y de factores ambientales. Los módulos se construyen de diferentes formas y tamaños desde unos 5 W hasta unos 300 W como máximo. La unión de algunos módulos se conoce como “panel” y la conexión de paneles para producir un voltaje deseado se llama “arreglo” (S. E. International, 2004, p. 363), la figura 1.18 muestra dicho esquema.

Figura 1.18. Terminología fotovoltaica.



Fuente: S. E. International / Photovoltaics Design And Installation Manual.

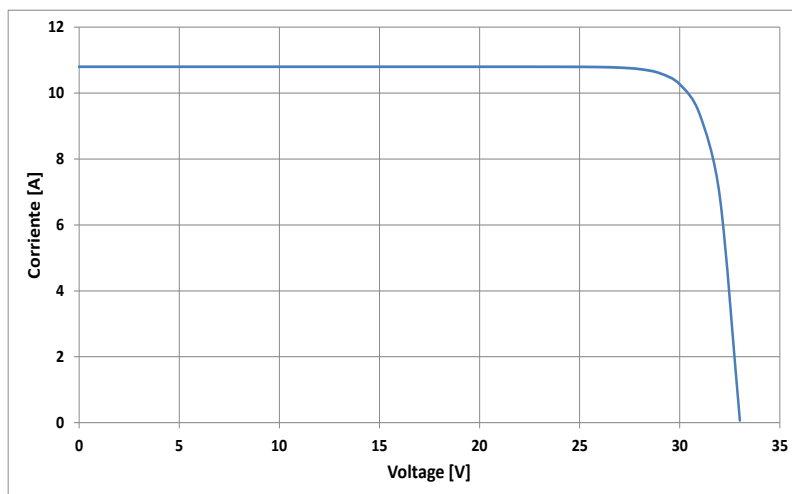
Las celdas o células fotovoltaicas pueden ser clasificadas o diferenciadas por su material de construcción, es decir el material que realiza la conversión de energía; la tecnología más extendida es la del silicio monocristalino que presenta eficiencias de hasta el 24.7 %; el silicio policristalino tiene como resultado de abaratar costos; en la construcción, sin embargo, la eficiencia también es menor, el silicio amorfo es también utilizado con el objeto de disminuir costos y su eficiencia ronda el 10 %. Existen otros materiales como arseniuro de galio, telururo de cadmio y células multiunión; estas últimas buscan incrementar el rendimiento de la transformación de energía (Rújula, 2009: 336).

Las características exactas de un módulo fotovoltaico están constituidas por la integración de las características particulares de cada célula solar; este proceso se convierte en un problema de cálculo complejo, debido a las pequeñas diferencias entre celdas como por ejemplo la resistencia o la corriente generada, que aunque su construcción es similar se presenta dichas variaciones. Afortunadamente, aceptando algunos supuestos ideales y sometiendo al módulo a pruebas se pueden establecer los parámetros que lo gobiernan y son dados por el fabricante. Las condiciones estándar de medida, STC, definidas por la norma IEC 60904-3 son (Rújula, 2009: 336):

Irradiancia	1 000 W/m ²
Distribución Espacial	AM 1,5.
Temperatura de la célula	25 °C.

En las condiciones antes descritas, se procede a realizar las pruebas para determinar la curva de operación tensión-corriente del módulo fotovoltaico (Rújula, 2009: 336) como se muestra en la figura 1.19.

Figura 1.19. Característica V-I de un módulo fotovoltaico.



Fuente: Á. A. B. Rújula / *Sistemas fotovoltaicos*.

Los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico se detallan a continuación:

Punto de máxima potencia: Es el punto donde el producto de la tensión y el voltaje da la máxima potencia, a estos valores se les conoce como tensión de máxima potencia y corriente de máxima potencia.

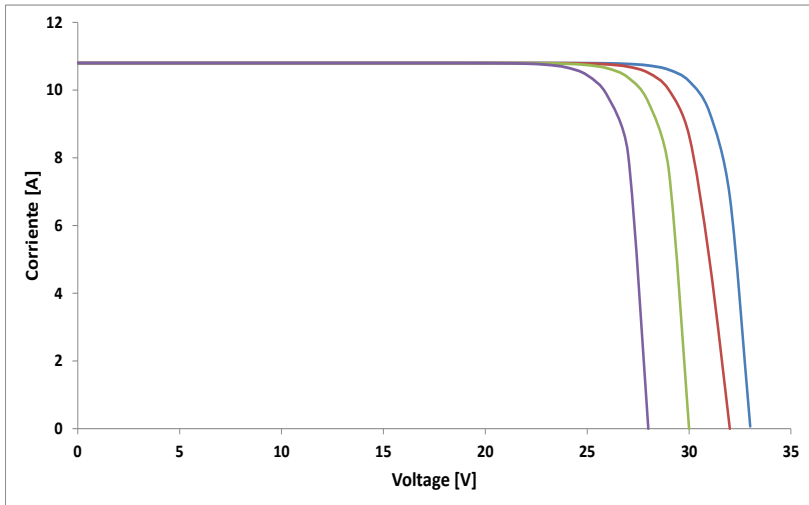
Corriente de Cortocircuito: Es la corriente de salida cuando los terminales están cortocircuitados.

Tensión a circuito abierto: Es la tensión presente en los terminales cuando fluye una corriente cero en el módulo (S. E. International, 2004, p. 363).

Eficiencia: Relación entre la potencia eléctrica generada y la irradiancia incidente bajo Condiciones de Medida Estándar (Rújula, 2009: 336).

La curva de tensión-corriente característica es función entre otras cosas de la temperatura, a la cual se encuentre la célula solar (S. E. International, 2004: 363), cabe destacar la relación inversa entre la temperatura y la eficiencia, es decir a mayor temperatura menor eficiencia y viceversa, como se puede apreciar en la figura 1.20 bajo condiciones estándar de irradiancia y distribución espacial (Rújula, 2009: 336).

Figura 1.20. Efecto de la temperatura en el rendimiento de módulos fotovoltaicos.



Fuente: *Á. A. B. Rújula / Sistemas fotovoltaicos*

Cabe hacer mención que la temperatura que afecta la eficiencia de la conversión de energía en los paneles fotovoltaicos no es precisamente la temperatura del ambiente, sino la temperatura a la cual se encuentra la celda, para lo cual se puede utilizar la ecuación (1.22).

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} G \quad (1.22)$$

Donde:

- T_c** Temperatura de la celda
- T_a** Temperatura ambiente
- T_{ONC}** Temperatura nominal de operación
- G** Irradiancia incidente en W/m^2

Otras características dadas por el fabricante son los parámetros físicos relacionados tanto a las dimensiones propiamente del módulo y a las condiciones medioambientales límites de trabajo; pueden presentarse otras especificaciones como conexiones recomendadas, materiales de construcción entre otros (Rújula, 2009: 336).

· **Condiciones Técnicas de las instalaciones fotovoltaicas**

Para la selección y diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red, intervienen distintos factores que determinan la configuración del mismo; los principales parámetros de una instalación solar fotovoltaica son (Rújula, 2009: 336):

El emplazamiento: Características del lugar, longitud, latitud, altura, climatología.

- La potencia del campo de paneles: La disposición de los módulos, orientación e inclinación, sistemas fijos o de seguimiento, y el análisis de sombras determinan la cantidad de energía que se puede generar.
- La potencia y características del inversor o inversores.
- Niveles de tensión y corriente elegidos.
- Protecciones y cableado.
- Características de la red eléctrica.

· **Dimensionamiento del inversor**

La potencia de los inversores es la que define la potencia nominal de la central fotovoltaica, su dimensionamiento se realiza a partir de la potencia total del campo fotovoltaico o a su vez, se determina primero la potencia del inversor y luego se dispone el parque generador.

Los valores de potencia tanto del generador fotovoltaico (FV) como del inversor deben corresponder óptimamente, por ejemplo, si el campo FV es mayor al inversor se perderá energía suministrada. Otra variable muy importante son las características de control de los módulos FV referentes a si son con orientación fija o de seguimiento. En el primer caso, es recomendable que la potencia del inversor sea menor por los

sombreamientos parciales existentes; en el segundo caso, con orientación, el inversor es de mayor potencia (Rújula, 2009: 336).

Una práctica común es elegir el inversor al 80 % de la potencia del campo generador bajo STC, sin embargo en sistemas con seguimiento se puede elegir valores cercanos al 95 %. A continuación, se detallan situaciones a tomar en cuenta en el dimensionamiento del inversor.

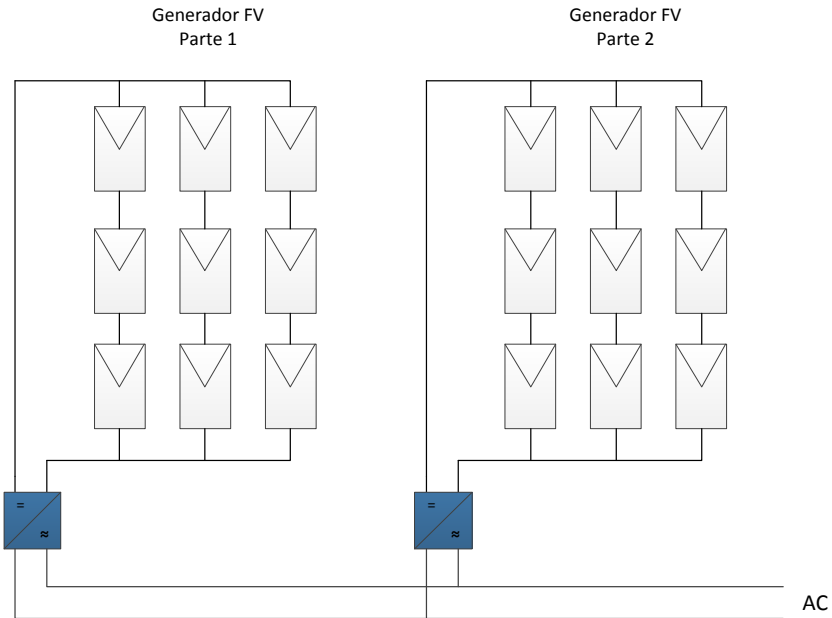
- La potencia máxima de un generador se alcanza en reducidas ocasiones, por lo que el inversor frecuentemente trabaja al 70 % de su potencia nominal, al disminuir la potencia al 80 % se reduce los costos y se opera en condiciones más reales.
- La potencia pico del generador FV se alcanza en condiciones estándar (STC), lo que es poco probable que ocurra sobre todo en cuanto a la temperatura de funcionamiento; hay que señalar también que la mayoría de tiempo los módulos mantienen temperaturas superiores, por lo que su potencia de salida es menor. Cabe aclarar que la temperatura es a la que se encuentra el panel. más no la del ambiente.
- Existen pérdidas de potencia en las instalaciones en conductores, arreglo de módulos y otros factores que reducen la potencia a la entrada del inversor.
- Los módulos FV presentan un proceso de reducción de eficiencia con el paso del tiempo.

Hay que tener mucho cuidado con subdimensionar el inversor, ya que las sobrecargas frecuentes reducen su vida útil; en ningún caso, se debe sobrepasar la corriente máxima de entrada.

La configuración del inversor puede ser de varios tipos, los cuales se detallan a continuación:

- **Conexión por partes:** En sistemas medianos, se conecta algunos inversores uno por cada generador FV, principalmente, por la potencia de salida. Figura 1.21.

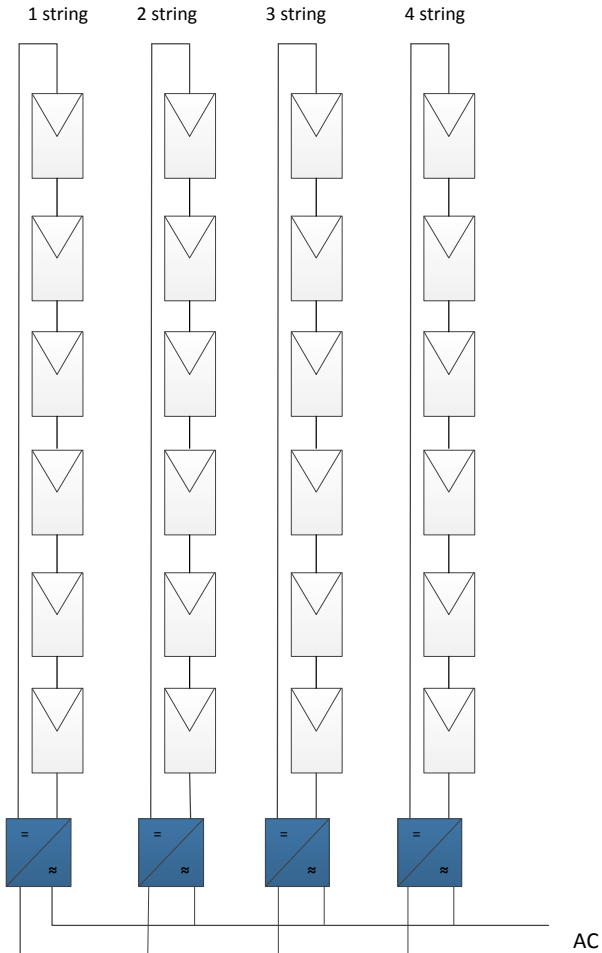
Figura 1.21. Conexión del inversor por partes.



Fuente: Á. A. B. Rújula/ *Sistemas fotovoltaicos*

- **Conexión por strings:** Para sistemas donde cada *string* tenga diferente de orientación y sombreado. Figura 1.22.

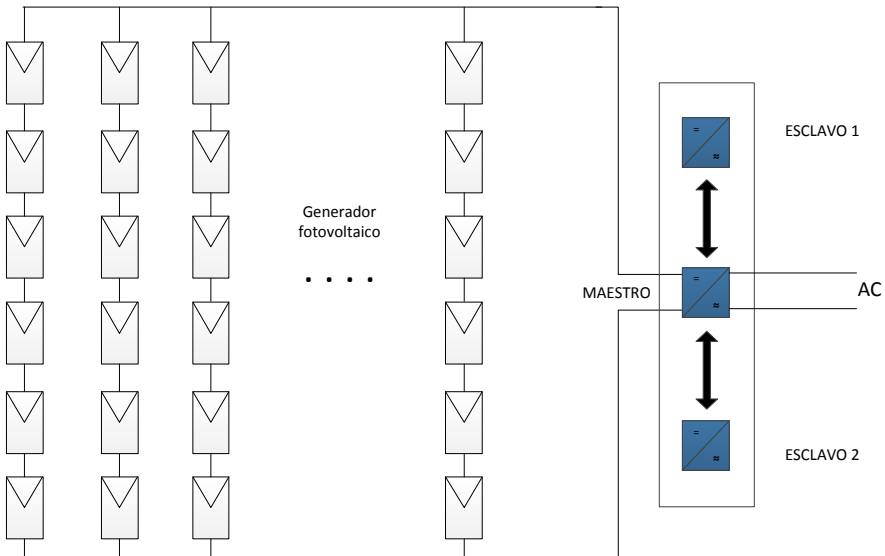
Figura 1.22. Conexión del inversor por strings.



Fuente: Á. A. B. Rújula/ Sistemas fotovoltaicos.

- Configuración Maestro-Eslavo: Para grandes sistemas fotovoltaicos, donde el inversor maestro trabaja cuando hay baja potencia y conforme aumenta esta, entran en funcionamiento los otros dos. Figura 1.23.

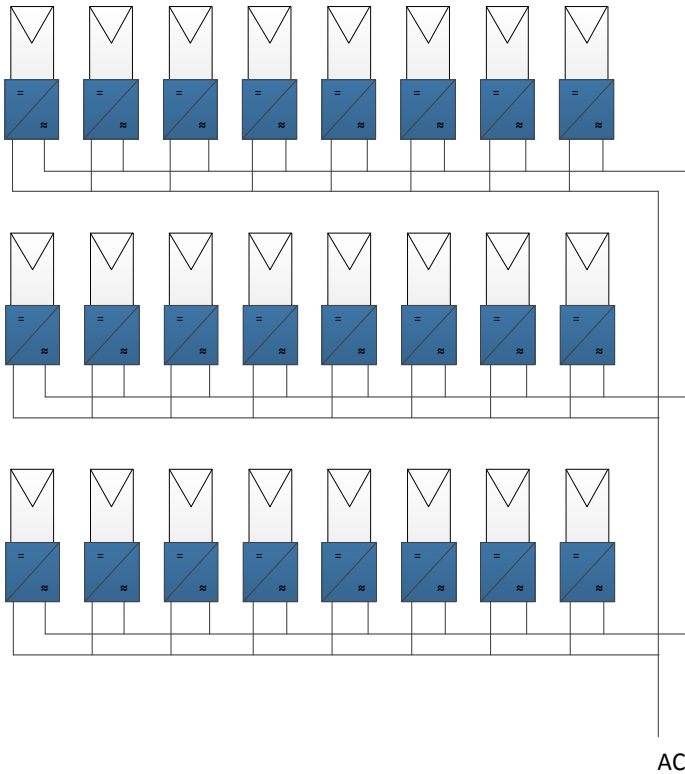
Figura 1.23. Conexión del inversor en configuración maestro - esclavo.



Fuente: Á. A. B. Rújula / Sistemas fotovoltaicos.

- Inversor individual para cada módulo FV: Es una posibilidad no muy extendida por el costo económico, sin embargo presenta mayor eficiencia puesto que el módulo FV trabaja en el punto de máxima potencia. Figura 1.24.

Figura 1.24. Conexión del inversor individual para cada módulo FV.



Fuente: Á. A. B. Rújula/ *Sistemas fotovoltaicos*.

• Dimensionamiento del número de paneles

La elección de la cantidad de módulos en serie y la cantidad de ramas en paralelo depende exclusivamente de las características del

inversor, el número de *strings* se determina por la similitud de características de los módulos en cuanto a radiación, inclinación y sombreadamiento.

El número de paneles en serie está en función del voltaje de entrada del inversor; a mayor voltaje (mayor cantidad de paneles en serie) menor cantidad de corriente y, por ende, la sección del cableado y las pérdidas son menores; sin embargo la posibilidad de paneles sombreados es mayor y se presentan pérdidas por este motivo. Cuando se trabaja con pocos módulos FV en serie, bajo voltaje, la corriente y las pérdidas en los conductores son mayores pero las pérdidas por sombreadamiento disminuyen. El valor máximo de módulos en un *string* se determina cuando existe la menor temperatura y, consecuentemente, la mayor tensión en terminales sin carga; este valor debe ser menor a la tensión máxima de entrada del inversor. La cantidad de *string* se determina sencillamente por la corriente máxima de entrada del inversor; esta siempre debe ser menor para no sobrecargarlo y no reducir la vida útil del mismo.

Hay que tomar en cuenta la optimización de la tensión en función de la eficiencia del inversor a diferentes voltajes de operación, que se presenta en las hojas técnicas del mismo; un inversor más eficiente, aunque más costoso puede amortizarse rápidamente, ya que representa tan solo el 10 % del costo de la central fotovoltaica (Rújula, 2009: 336).

• Sincronización con la red eléctrica

La conexión a la red eléctrica se realiza por medio del *breaker* de sincronización como en cualquier otra central eléctrica y debe cumplir ciertos criterios para su conexión que se describen a continuación (Patel, 2006: s.p):

- La frecuencia debe ser lo más similar a la de la red sin embargo se aconseja que sea 1/3 de hercio mayor.
- La magnitud del voltaje debe ser superior al de la red en un porcentaje muy bajo.
- La secuencia de fases debe ser la misma y el ángulo de desfase menor a 5°.

• Evaluación de centrales fotovoltaicas

Para evaluar el comportamiento entre diferentes centrales fotovoltaicas (diseño, tamaño, tecnología, localización etc.) es necesario deter-

minar algunos parámetros que permitan entre otras cosas detectar ventajas e inconvenientes en la operación entre diferentes tecnologías con el fin deseleccionar la mejor opción de inversión; también se utiliza en la estimación de producción, comportamiento y cálculo de fiabilidad. Tres índices son utilizados y se detallan a continuación (Rújula, 2009: 336):

➤ Índice de producción final del sistema (Y_f)

Se define como la relación entre la salida neta de energía (E) y el valor de potencia de placa del parque generador. Ecuación (1.23). Representa la cantidad de horas que debe trabajar el campo FV a potencia nominal para generar dicha energía; su valor está dado en horas (Rújula, 2009: 336).

$$Y_f = \frac{E}{P_O} \quad (1.23)$$

➤ Índice de producción de Referencia (Y_r)

Es la relación de la irradiancia total sobre el panel H (Kwh/m²) y la irradiancia de referencia G. Representa el número de horas de sol pico. Ecuación (1.24) (Rújula, 2009: 336).

$$Y_r = \frac{H}{G} \quad (1.24)$$

➤ Performance ratio

Determina el rendimiento global del sistema y es el cociente entre la productividad final (Y_f) y la productividad de referencia (Y_r) representando así las pérdidas totales en el sistema. Ecuación (1.25) (Rújula, 2009: 336).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (1.25)$$

Si los valores de PR disminuyen esto evidentemente representa una reducción de rendimiento en el sistema y se debe encontrar la causa; si esta es normal o no, el cálculo de dicho parámetro puede ser mensual o anual y varía por ejemplo por el cambio de temperaturas ambientales en las diferentes estaciones del año (Rújula, 2009: 336).

Por último, un indicativo de la producción en un período definido, generalmente un año: es el factor de planta (FP), el cual relaciona la energía real generada por dicha central y la energía si hubiera trabajado a potencia nominal todo el periodo [ver ecuación (1.26)]. Es decir es un indicativo de la utilización de la capacidad de la planta. Es de esperar que este factor no sea del 100 %; por ciertas causas: mantenimientos, fallas, ausencia de demanda entre otros, puntualmente para central fotovoltaicas este factor será sumamente bajo debido a la intermitencia de la fuente primaria de energía, su rango es entre el 10 % y 15 % (Viejo, 2010, p. 312).

$$FP = \frac{E_{generada}}{P_{nominal} * periodo} \quad (1.26)$$

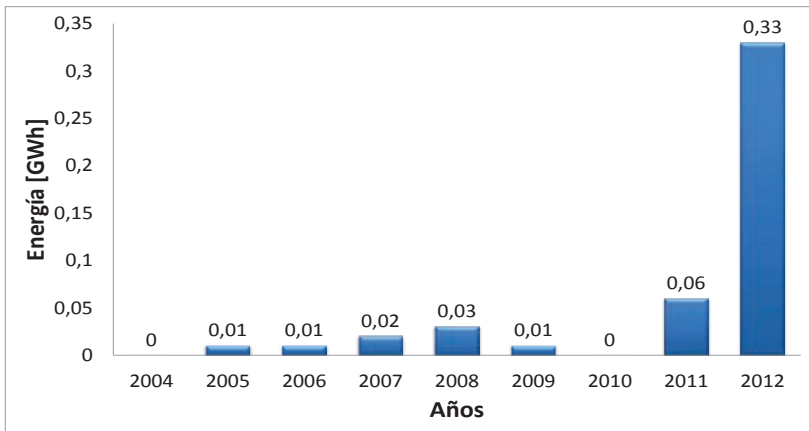
• Situación actual de generación fotovoltaica en el Ecuador

Los parámetros indicados y comparados a continuación son basados en los boletines presentados por el “Consejo Nacional de Electricidad”, CONELEC, del año 2012.

La demanda anual de energía total en el año 2012 fue de 16 169.58 Gwh con un crecimiento con respecto al año 2011 del 6.94 %; la energía fotovoltaica generada en el mismo año fue de tan solo 0.33 Gwh; lo que representa tan solo el 0.00002 % de la demanda anual total. Esto es de esperarse, puesto que el desarrollo de centrales fotovoltaicas en el Ecuador recién se encuentra en su fase inicial (CONELEC, 2013). La energía fotovoltaica dio sus primeros aportes en el año 2005, pero a partir de aquí quedó estancada; sin embargo, en los dos últimos años se destaca un aumento relativamente pronunciado como se puede apreciar en la figura 1.25.

Hasta el año 2012 solo existía una central fotovoltaica, ubicada en la Isla de San Cristóbal con una potencia nominal de 0.01 MW, también se destaca la instalación de paneles solares independientes principalmente en la provincia de Morona Santiago y en menor cantidad en la provincia de Orellana (CONELEC, 2013).

Figura 1.25. Producción anual de energía fotovoltaica en el Ecuador.



Fuente: CONELEC

- **Perspectivas y regulaciones para el desarrollo de centrales fotovoltaicas en el Ecuador**

El CONELEC por medio de la regulación 004/11 expedida en el año 2011, determinó el “tratamiento para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales”, la cual establece entre otras cosas requisitos, precios, periodos de vigencia y forma de despacho de generadores que se apeguen a esta ley. Energías renovables no convencionales son la eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas menores a 50 MW.

En el año 2012, se realizó una invitación para cualquier interesado en participar en el desarrollo de proyectos de generación renovable no convencional, los cuales tuvieron que participar en la calificación y cumplir con determinados requisitos. El 30 de enero del 2013 se realizó

la suscripción y entrega de títulos habilitantes a las empresas privadas interesadas.

Bajo la regulación 004/11, a las generadoras fotovoltaicas se les cancelará 40.03 cUSD/KWh en el territorio continental y 44.03 cUSD/KWh en la región insular; sin embargo, no se reconocerá pago por disponibilidad entre otros rubros porque el CENACE dará despacho preferente de manera obligatoria hasta un límite del 6 % de la capacidad instalada del SNI a todas las centrales de energía renovable no convencional con excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, biomasa y geotérmicas. La vigencia de los precios mencionados anteriormente, será de 15 años y a partir de esto se negociará con la norma vigente a esa época, en cuanto a la calidad de servicio y requisitos para la conexión se acogerán a los parámetros técnicos de los generadores convencionales y a las regulaciones que los gobiernen (CONELEC, 2013).

En la tabla 1.4, se presenta los proyectos fotovoltaicos mayores a 1 MW sujetos a la regulación 004/11.

Tabla 1.4. *Proyectos de Generación Fotovoltaica mayores a 1MW sujetos a la regulación 004/11.*

No.	Proyecto	Capacidad MW	CIUDAD
1	SHIRI I	50.0	Quito
2	SALINAS	2.0	Pedro Moncayo
3	IMBABURA-PIMÁN	25.0	Manta
4	SANTA ELENA I	25.0	Manta
5	CENTRO DEL MUNDO	10.0	Cayambe
6	RANCHO CAYAMBE	16.0	Guayaquil
7	VAIANA	20.0	Guayaquil
8	CHOTA-PIMÁN	8.0	Quito
9	MANABÍ	30.0	Manta
10	MONTECRISTI	12.0	Manta
11	SAN ALFONSO	6.0	Guayaquil
12	ZAPOTILLO	8.0	Quito
13	LAGARTO	20.0	Guayaquil
14	CONDORSOLAR	30.0	Ibarra
15	SOLARCONNECTION	20.0	Ibarra

Fuente: CONELEC.

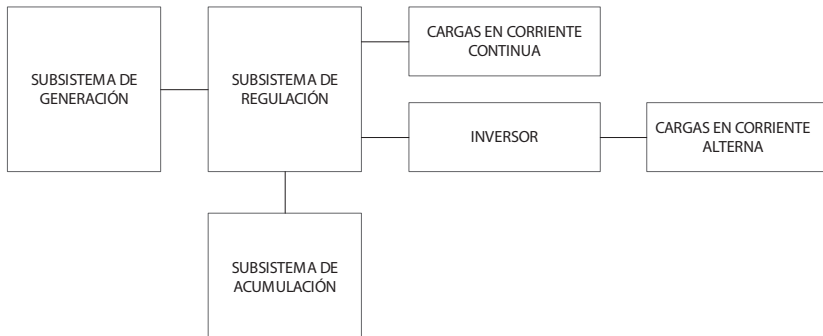
El CONELEC presenta un “Atlas Solar de Ecuador” con fines de generación eléctrica, donde detalla la metodología y entre otras cosas se destaca la resolución de 1 Km^2 a partir de celdas de 40 Km^2 de un modelo CRS (Climatological Radiation Model), los datos pertenecen al periodo 1985-1999, detalla el diseño de sistemas fotovoltaicos y presenta mapas de insolación mensual, promedio y por tipos de radiación (CONELEC, 2013). Uno de esos mapas se adjunta en el Anexo 2.

1.4 Explotación a nivel residencial

Los sistemas fotovoltaicos autónomos son aquellos que no están conectados a la red y se utilizan entre otras cosas en lugares remotos, donde no llega la red eléctrica y en electrificación de viviendas y edificios como sistemas autónomos o complementarios a la red.

En la figura 1.26, se muestra los subsistemas de un sistema fotovoltaico autónomo de manera general, ya que la complejidad depende de la aplicación y de condiciones concretas de cada instalación.

Figura 1.26. Esquema general de una instalación fotovoltaica autónoma.



Fuente: Á. A. B. Rújula / *Sistemas fotovoltaicos*.

Cuando se va a emprender un proyecto fotovoltaico para energizar un grupo de viviendas se tiene dos opciones: instalación centralizada o descentralizada.

La instalación centralizada es cuando un único generador alimenta a todos los consumidores presentando ventajas de reducción de elementos de

los subsistemas, facilidad de mantenimiento, disminución de costos; como desventajas la necesidad de incluir líneas de distribución, gestión adecuada, por ejemplo, mantener los niveles de consumo dentro de los límites, quien es el responsable del mantenimiento, prioridades, modo de operación, entre otros, que puede causar discrepancias entre los consumidores.

Se puede también aplicar un generador a cada vivienda lo que se considera una instalación descentralizada y es factible en el caso, donde sea complejo técnica y económicamente efectuar una línea de distribución. Como ventaja se presenta la independencia de diseño, operación y mantenimiento por ser responsabilidad directa de cada consumidor, sin embargo, el costo de energizar un conjunto de viviendas es superior a una instalación centralizada (Rújula, 2009: 336).

Determinar y seleccionar adecuadamente las cargas en cuanto a su tecnología es sumamente influyente, porque simplifica y reduce la complejidad del sistema y aumenta la factibilidad y el rendimiento de la instalación. Las cargas pueden trabajar a baja tensión (12 O 24 VCC) o a la clásica tensión de 110 VAC. A baja tensión se pueden conectar directamente a las baterías aumentando su eficiencia por la inexistencia de pérdidas en el inversor, pero la sección de su cableado debe ser mayor con el fin de minimizar pérdidas por efecto *Joule*, sus elementos son difíciles de encontrar en el mercado y más costosos que los de voltaje convencional. Cargas a 110 VAC presentan la facilidad y variedad en el mercado, bajos costos, sección menor del conductor, pero se introducen pérdidas por el inversor.

En cuanto a elementos de iluminación es inapropiado utilizar focos incandescentes por lo que se dimensiona con lámparas de mayor rendimiento y bajo consumo, como fluorescentes o *led*, los electrodomésticos se debe procurar sean de clase A por su mayor rendimiento, evitar elemento que consuman energía en *stand-by* y por ningún motivo utilizar los sistemas FV para producir calor porque es ineficiente (Rújula, 2009: 336).

• **Dimensionamiento de sistemas autónomos**

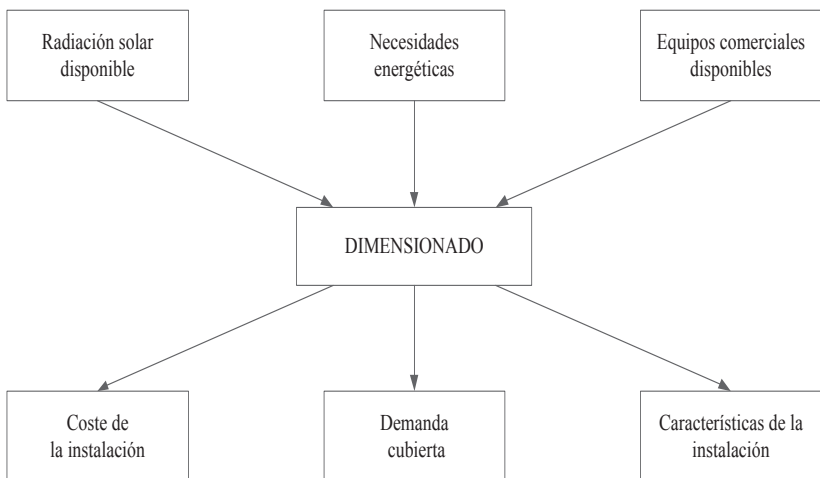
El dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos residenciales es sumamente sencillo dependiendo de las necesidades del proyecto, objetivos y el presupuesto, los pasos a seguir se detallan a continuación (S. E. International, 2004: 363):

- Estimación de la carga eléctrica.
- Especificación de la capacidad de las baterías.

- Determinar el tipo de arreglo de los paneles.
- Establecer el controlador.
- Dimensionar el inversor.
- Cálculo y especificación del cableado eléctrico.

Algunas consideraciones se deben valorar antes del dimensionamiento del sistema FV y son: la radiación solar disponible, las necesidades energéticas, la demanda, equipos comerciales disponibles, características de la instalación y, por último y no menos importante, el coste de la instalación, figura 1.27.

Figura 1.27. Esquema general de dimensionamiento de una instalación fotovoltaica autónoma.



Fuente: Á. A. B. Rújula / *Sistemas fotovoltaicos*

Existen dos métodos de dimensionado, el método del mes peor y el método de la probabilidad de fallo en el consumo. El primero realiza un balance de energía seleccionado el mes cuando las condiciones de radiación solar y consumo de carga son más desfavorables, teniendo en mente que si el sistema funciona en este mes también lo hará en los demás; sin embargo no existe optimización energética ni cuantifica la fiabilidad. El segundo método realiza balances energéticos en un periodo

extenso (algunos años) con el fin de calcular el tamaño de los módulos y baterías para garantizar una fiabilidad dada y optimizar energéticamente la instalación (Rújula, 2009: 336).

Para estimar la energía consumida, se debe evaluar por separado los equipos en corriente alterna y los equipos en corriente continua. El cálculo debe abarcar las diferentes estaciones del año y en caso de no haber variaciones por este factor se puede utilizar un valor promedio. La energía demandada por cada equipo será su potencia nominal de placa por sus horas de funcionamiento diario.

Una vez calculado, la demanda de cada equipo se suman los de AC y los de DC en dos parámetros, T_{cc} (corriente continua) y T_{ca} (corriente alterna). El consumo en corriente continua, C_c responde a la ecuación (1.27) donde E_b es el margen de seguridad de captación generalmente 15 %.

$$C_c = (100 + E_b) * T_{cc} / 100 \quad (1.27)$$

El consumo en corriente alterna C_a está definido por la ecuación (1.28), donde E_i es la eficiencia del inversor la cual depende en qué punto de trabajo esté operando, sin embargo se suele utilizar un factor del 85 %.

$$C_a = (100 + E_b) * T_{ca} / E_i \quad (1.28)$$

El consumo diario total es la suma de las cargas AC y DC, ecuación (1.29).

$$C_t = C_c + C_a \quad (1.29)$$

La evolución de la radiación solar disponible depende de la climatología diurna del lugar y de la inclinación del panel respecto a los rayos solares, la cual generalmente es fija en sistemas autónomos residenciales aunque se puede realizar variaciones con las estaciones del año para aumentar la captación; esto se ha desarrollado en el subcapítulo 1.2 y la ecuación (1.15) permite calcular la radiación incidente a diferentes inclinaciones del colector (Rújula, 2009: 336).

En la figura 1.28, se presenta una hoja de dimensionamiento para calcular el campo de captación y el sistema de acumulación, donde no hace falta explicar en si sus parámetros ya que son muy claros.

Un factor importante es el parámetro “días de autonomía” que corresponde al tiempo que podrá funcionar la instalación sin recibir radiación solar alguna; este valor es función de la localización y como Ecuador no presenta días de oscuridad esta cantidad no será elevada.

La máxima profundidad de descarga de las baterías se adopta en función de no perjudicar las prestaciones de las mismas, usualmente toma valores del 70 %.

El regulador de carga se selecciona más que por sus indicadores (estados, corriente, voltaje) por su voltaje y corriente de funcionamiento. La corriente nominal debe ser superior en un 25 % a la corriente proveniente de los paneles o la que absorbe la carga y el voltaje igual al nominal.

Figura 1.28. Hoja de dimensionado para la evaluación de la energía necesaria en un sistema FV.

Aplicación					
Ubicación					
Consumo de los equipos en corriente continua					
Descripción del equipo	Potencia (W) P	Número de equipos N	Horas/día de función H	Consumo (Wh/día) P*N*H	
Total Tcc					
Consumo de los equipos en corriente alterna					
Descripción del equipo	Potencia (W) P	Número de equipos N	Horas/día de función H	Consumo (Wh/día) P*N*H	
Total Tcc					
Margen de seguridad de captación (Eb)					%
Eficiencia del inversor (Ei)					%
Consumos en corriente continua (Cc = (100 + Eb)*Tcc/100)					Wh/día
Consumos en corriente alterna (Ca = (100 + Eb)*Tac/Ei)					Wh/día
Consumos (Ct = Cc + Ca)					Wh/día

La potencia del inversor depende de la sumatoria de la potencia de la cargas de AC, simultaneidad en el uso de cargas y del arranque de motores eléctricos, aunque los inversores pueden soportar durante unos segundos picos del 200 o 300 %, dependiendo el fabricante, se debe tomar en cuenta también que si el inversor trabaja a baja potencia su eficiencia es sumamente reducida. El voltaje de entrada y salida debe ser la nominal de la instalación.

El dimensionamiento del cableado en corriente alterna es el comúnmente utilizado en instalaciones residenciales, sin embargo existe una variación en el cableado de corriente continua donde prácticamente se desea minimizar las pérdidas por elevadas corrientes, la ecuación (1.30) permite calcular la sección mínima del conductor (Rújula, 2009: 336).

$$S = \frac{3,448 * L * I}{(V * \Delta V)} \quad (1.30)$$

Donde:

- S Sección mínima del cable, en mm^2
- L Longitud del cable (solo ida), en metros.
- I Intensidad máxima, en amperios.
- V Tensión de trabajo, en voltios.
- ΔV Caída de tensión, en tanto por ciento.

• Parámetros de fiabilidad

Para medir la fiabilidad de un sistema FV se utiliza el concepto de probabilidad de pérdida de carga, LOLP (loss of load probability), que representa la probabilidad de que en algún momento el sistema no sea capaz de suministrar energía eléctrica a la carga y se define como la relación entre el déficit de energía y la demanda, ambos en un periodo de tiempo determinado, ecuación (1.31), cuando la integral es definida.

$$LOLP = \frac{\int \text{déficit de energía}}{\int \text{demanda de energía}} \quad (1.31)$$

El concepto de LOLP está relacionado con el campo de generación (C_A) y el sistema de almacenamiento con la carga (C_S) y en un periodo de referencia de un día. C_A se define como la relación entre los valores medios de la energía producida por generador y la energía consumida por la carga (L), ecuación (1.32), y C_S es la máxima energía que puede extraerse del acumulador dividida para el valor medio de la energía consumida por la carga (L), ecuación (1.33).

$$C_A = \frac{n_G * A_G * G_d}{L} \quad (1.32)$$

Donde:

- A_G Área del generador FV.
- n_G Eficiencia del generador FV.
- G_d Valor medio de la irradiación diaria sobre el colector.

$$C_S = \frac{c_u}{L} \quad (1.33)$$

Donde:

- C_U Capacidad utilizable del acumulador.

Para un lugar y una carga determinada existen diferentes pares de valores de C_A y C_S que conducen al mismo valor de LOLP, un valor menor de este significa mayor tamaño del sistema y por ende mayor cos-

to de inversión. Encontrar los dos pares de valores que determinen un valor específico de LOLP al menor costo es la meta de eficiencia para el proyecto (Rújula, 2009: 336).

MUESTREO Y MODELOS DE ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR

En el presente capítulo se abordará las herramientas matemáticas, probabilísticas y estadísticas necesarias para el análisis y modelado de la radiación solar en el DMQ, se presentan también algunos modelos ya desarrollados de estimación del recurso solar a nivel mundial. Por otra parte se concluye en este capítulo quizás con lo más importante para el buen o mal desarrollo y es la validación de información histórica referente al proceso de calidad que debe mantener la misma para la construcción de una base de datos sólida y confiable necesaria para el desarrollo del capítulo siguiente.

2.1 Modelos de Radiación Solar Extraterrestre

En el capítulo 1.1 se presentó la ecuación (1.6) que representa el comportamiento de la radiación solar extraterrestre en un plano normal al rayo del sol (G_{on}), sin embargo es de interés conocer esta radiación pero en un plano paralelo a la Tierra (G_{oH}), la cual se define por la ecuación 2.1 (Kalogirou, 2009: 760).

$$G_{oH} = G_{on} * \cos (\theta z) \quad (2.1)$$

La radiación solar total incidente en una superficie horizontal extraterrestre en un período de tiempo es la integral de la ecuación (2.1) con límites según el intervalo elegido, generalmente se utiliza la radiación diaria (H_o) la cual se calcula por la ecuación (2.2). Si G_{oH} está dada en w/m^2 entonces H_o resulta en Joules por metro cuadrado (J/m^2). Para aplicaciones eléctricas es conveniente transformar a una medida de energía más familiar como lo es el Kwh/m^2 (Duffie y Beckman, 2006: 908).

$$H_o = \frac{24 \cdot 3600 \cdot G_{sc}}{\pi} \left\{ 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360 n}{365}\right) \right\} * (\cos \varnothing \cos \delta \sin \omega s + \frac{\pi \cdot \omega s}{180} \sin \varnothing \sin \delta) \quad (2.2)$$

El significado de los parámetros se detallan en el capítulo 1 en la tabla 1.1, sin embargo el ángulo horario de puesta de sol (ωs) se puede calcular mediante la ecuación (2.3).

$$\cos \omega s = - \tan \varnothing \tan \delta \quad (2.3)$$

Es evidente que en el estudio técnico de un proyecto fotovoltaico interesa la radiación solar en la superficie terrestre donde se procederá a colocar los paneles. La mejor fuente de información es sin lugar a duda los datos históricos del lugar tomados de un sensor como lo puede ser un piranómetro, sin embargo no siempre se cuenta con esta ventaja por lo que se recurre a realizar estimaciones a partir de información cercana al sitio que cuente de preferencia con climatología similar (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671).

Angstrom, en 1924, desarrolló una ecuación (2.4) de regresión con el objeto de estimar la radiación promedio diaria en un mes determinado incidente en un plano horizontal sobre la tierra (H), teniendo como variables de entrada la radiación promedio diaria de un día claro (sin lluvia, sin nubosidad) de dicho mes (H_c), horas de sol promedio diaria del mes en cuestión (n), máximo de horas de sol en un día del mes (N), y las constantes empíricas “a” y “b” (Duffie y Beckman, 2006: 908).

$$\frac{H}{H_c} = a + b \frac{n}{N} \quad (2.4)$$

Partiendo de un problema eminente presente en la ecuación (2.4) referente a la variabilidad de interpretación de un día claro para el parámetro H_c , Page junto con otros científicos desarrollaron (1964) la ecuación (2.5) muy similar a la de Angstrom, pero que en vez de contemplar H_c , la sustituye por la radiación extraterrestre (H_o) calculada anteriormente con la ecuación (2.2) (Duffie y Beckman, 2006: 908).

$$\frac{H}{H_o} = a + b \frac{n}{N} \quad (2.5)$$

Ambas constantes empíricas (a y b) se determinan a través de una regresión o comparación con datos históricos del sitio en cuestión o de lugares aledaños; se puede ajustar estas constantes para diferentes localidades con el fin de minimizar el error.

El valor de “ n ” puede ser tomado como recomienda la tabla 1.2 en el capítulo 1; sin embargo la interpretación de “ n ” y “ N ” puede variar y concluir en estimaciones erróneas. Partiendo de este hecho la relación $\frac{n}{N}$ se puede contemplar dentro de la constante “ b ”, y la sumatoria de a y b se puede simplificar en una constante total K_T como lo muestra la ecuación (2.6) (Kalogirou, 2009: 760).

$$\frac{H}{H_o} = K_T \quad (2.6)$$

Cabe destacar que K_T representa todas las pérdidas de radiación solar que se producen entre la radiación que llega a la parte exterior de la Tierra y la radiación que incide con la superficie terrestre en cuestión. En

su mayoría estas pérdidas se producen en la atmósfera por su densidad y transmitancia de los gases constitutivos.

En ocasiones, es necesario conocer el porcentaje de radiación difusa presente en la radiación diaria total medida. Diferentes estudios han demostrado que dicha razón está en función del parámetro K_T , conocido como índice de claridad, y que mantiene el mismo comportamiento en diferentes partes del mundo; mas este parámetro difiere con las distintas estaciones del año.

Para ángulos horarios de puesta de sol menores a 81.4° ($\omega_s \leq 81.4^\circ$) se relaciona con la ecuación (2.7).

$$\frac{H_d}{H} = \begin{cases} 1 - 0.2727 K_T + 2.4495 K_T^2 - 11.9514 K_T^3 + 9.3879 K_T^4 & \text{para } K_T < 0.715 \\ 0.142 & \text{para } K_T < 0.715 \end{cases} \quad (2.7)$$

Para ángulos horarios de puesta de sol mayores a 81.4° ($\omega_s \leq 81.4^\circ$), se calcula con la ecuación (2.8).

$$\frac{H_d}{H} = \begin{cases} 1 + 0.2832 K_T - 2.5557 K_T^2 + 0.8448 K_T^3 & \text{para } K_T < 0.715 \\ 0.175 & \text{para } K_T < 0.715 \end{cases} \quad (2.8)$$

Donde H_d es la radiación difusa diaria. Las ecuaciones (2.7) y (2.8) son desarrolladas por Liu&Jordan (Duffie y Beckman, 2006: 908).

• Modelo de Stefan-Boltzmann

En la superficie de un cuerpo, incide siempre energía por medio de ondas electromagnéticas tanto desde el interior como desde el exterior, cuando incide desde el exterior, pertenece a los cuerpos que lo

rodean, por ejemplo, la Tierra recibe energía de la estrella solar (Eisberg, 1983: 710).

Cuando las ondas impactan sobre la superficie una parte se refleja y otra se absorbe dependiendo del cuerpo; un caso especial es el cuerpo negro, donde toda la energía del exterior es absorbida y toda la del interior es emitida. Cuando un cuerpo es catalogado como buen emisor es al mismo tiempo buen absorbimiento y todo lo contrario para cuerpos muy refractivos, es por esto que la superficie de los paneles solares es oscura intentando aprovechar la mayor cantidad de energía incidente sobre él (Eisberg, 1983: 710).

El espectro emitido por un cuerpo negro contiene un conjunto de frecuencias de onda y a cada una le corresponde una densidad de energía, la cual se ha demostrado que depende solamente de la temperatura de la superficie del cuerpo y no del material que está hecho; es así como para calcular la intensidad de radiación electromagnética emitida por un cuerpo negro a una temperatura T entre las longitudes de onda λ_1 y λ_2 se utiliza la ecuación (2.9) (Moreno y Martínez, 2007: 252).

$$H = \frac{c}{4} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} u(\lambda) d(\lambda) \quad (2.9)$$

Cuando se integra la ecuación (2.9) desde un límite inferior igual a cero hasta el infinito se obtiene la radiación electromagnética del cuerpo en todo el espectro y la ecuación se simplifica a la ecuación (2.10), donde se resalta la dependencia con la potencia cuarta de la temperatura.

$$H = Ke * \sigma * T^4 \quad (2.10)$$

La constante σ se conoce como la constante de Stefan-Boltzmann y es igual a $5.6703 \times 10^{-8} \text{ watt/m}^2 \text{ K}^4$, Ke representa una constante de emisividad dependiendo del cuerpo entre 0 y 1, uno en el caso ideal de un cuerpo negro, la temperatura es absoluta en grados kelvin para obtener el resultado en unidades de W/m^2 (Moreno y Martínez, 2007: 252).

Como el cambio de un grado centígrado equivale al cambio de un grado kelvin se podría utilizar la misma constante de Stefan-Boltzmann

en caso de trabajar con grados centígrados, sin olvidar que entonces la constante de *emisividad* no se encontraría entre 0 y 1, sino en un rango diferente, de esta manera es como también se pretenderá modelar la radiación solar para generación eléctrica en un emplazamiento, ya que es más abundante contar con datos de temperatura quedando pendiente por estimar las constantes de emisividad para las diferentes zonas del DMQ.

• Análisis de Fourier

Realizar un análisis de Fourier significa descomponer una función periódica en una suma infinita de señales sinusoidales [ecuación (2.11)] y verificar qué componentes dictan en mayor proporción el comportamiento de la señal original; dado que la radiación solar en un año y en un punto determinado del DMQ es periódica, $f(x) = f(x + p)$, se puede aplicar este análisis no solo para después poder estimarla, sino también para poder reconstruirla quitando el ruido generado por cualquier factor (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{i=1}^{\infty} (a_i \cos(i\omega t) + b_i \sin(i\omega t)) \quad (2.11)$$

Los componentes a_0 , a_i y b_i son denominados coeficientes de Fourier y se calculan mediante la ecuación (2.12), (2.13) y (2.14) respectivamente, cuando “ i ” es igual a 1, se conoce como la componente fundamental y para mayores a uno como armónicas (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

$$\frac{a_0}{2} = \frac{2}{P} \int_{-P/2}^{P/2} f(t) dt \quad (2.12)$$

$$a_i = \frac{2}{P} \int_{-P/2}^{P/2} f(t) \cos(i\omega t) dt \quad (2.13)$$

$$b_i = \frac{2}{P} \int_{-P/2}^{P/2} f(t) \sin(i\omega t) dt \quad (2.14)$$

Para realizar la reconstrucción de señales, se ingresa en una incertidumbre de cuantas armónicas utilizar, empíricamente, se conoce que si la señal no tiene discontinuidades su convergencia será rápida y no presenta el fenómeno de Gibbs, que es el caso de la radiación solar; todo lo contrario si la señal presenta saltos donde se debe utilizar muchos componentes como el caso de ondas cuadradas (2008: 602).

Sin embargo, existe la relación de Parseval la cual básicamente demuestra que la energía total de una señal $f(t)$, P_x , es igual a la energía de su transformada de Fourier $F[f(t)]$, lo cual matemáticamente se expresa en la ecuación 2.15. La interpretación de dicha relación en esta investigación, por los fines que se sigue, es que bastará con reconstruir la señal con el número de armónicas donde la energía no supere el 5 % del error (Wavelets-E-Prints Complutense, 2013).

$$P_x = \frac{1}{P} \int f(t)^2 dt \quad (2.15)$$

Este método se utilizará como tercer modelo para estimar la energía solar incidente en un emplazamiento con fines de generación eléctrica.

2.2 Regresiones y funciones de tendencia

A menudo en muchas ramas de la ingeniería, incluyendo la “Ingeniería Eléctrica”, se presentan problemas de estimación de parámetros o condiciones sabiendo que existe algún tipo de relación entre un conjunto de variables. El desarrollo de la presente investigación no es un caso diferente, pues se pretende estimar la radiación solar a partir de un conjunto de variables de entrada para lo cual existen herramientas matemáticas llamadas “Regresiones” las cuales pueden ser lineales simples, lineales

múltiples y no lineales. El objeto de estas y en todos los casos es determinar una curva (o recta) de tendencia que mejor ajuste y explique el comportamiento de un experimento, fenómeno, población o cualquier otro suceso (Mendenhall y otros, 2008: s.p.). Se utilizará para pronosticar las constantes K_T y Ke de las ecuaciones (2.6) y (2.10) en función de la posición geográfica y la altura de un emplazamiento prospecto para explotación fotovoltaica.

• Regresión lineal simple

La regresión lineal simple es cuando existe una variable dependiente y solo una variable independiente, las cuales se supone mantienen una relación lineal (recta), se trata entonces de encontrar la ecuación que mejor explique un conjunto de datos experimentales, en este caso la radiación solar en el DMQ.

La variable de interés (y) se denomina variable de respuesta, mientras la variable independiente (x) se conoce frecuentemente como variable predictiva; es entonces que se relacionan por la ecuación (2.16) que no es más que la ecuación de la recta (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

$$Y = b x + a \quad (2.16)$$

Este modelo se crea para un conjunto de par de mediciones (X_i, Y_i) que consta de “n” muestras, uno de los procedimientos para encontrar la pendiente “b” y la ordenada al origen “a” que mejor ajuste la recta es el método de los mínimos cuadrados, el cual se detalla a continuación.

• Mínimos cuadrados

El principio de los mínimos cuadrados minimiza la suma de los cuadrados de los valores observados y predichos con la recta de la variable dependiente (y); esta suma se conoce como suma de los cuadrados de los residuos (SSE) y se define por la ecuación (2.17), donde Y_i es el valor real y \hat{Y}_i es el valor predicho[29].

$$SSE = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2 \quad (2.17)$$

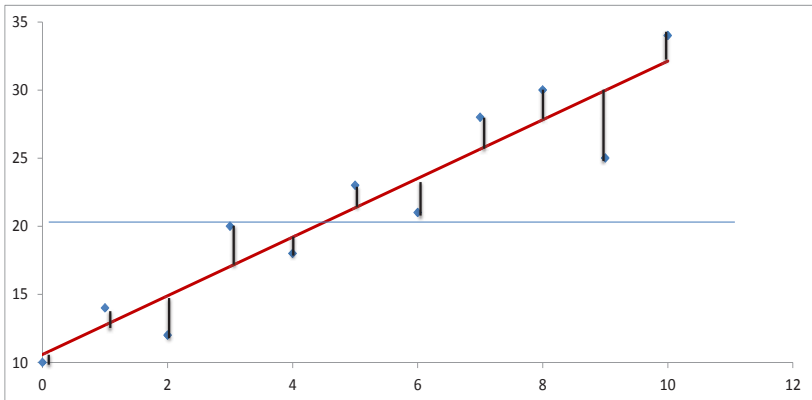
Al derivar la ecuación (2.17) para minimizar el error se obtiene las ecuaciones para determinar los coeficientes “b” y “a” en la ecuación (2.18) y (2.19) respectivamente.

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \quad (2.18)$$

Donde \bar{X} es la media de “x” y \bar{Y} es la media de “y”.

$$a = \bar{Y} - b \bar{X} \quad (2.19)$$

Figura 2.1. Método de mínimos cuadrados.



Fuente: W. Mendenhall/Introducción a la probabilidad y estadística.

Cabe recalcar que las ecuaciones encontradas para a y b son exclusivamente funcionales para la regresión lineal, el método de mínimos

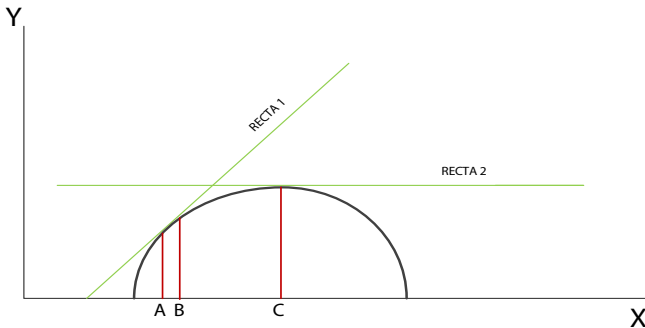
cuadrados se puede fácilmente extender para calcular los coeficientes de cualquier otro tipo de función como lineales múltiples y no lineales siguiendo el principio de minimizar el cuadrado de los errores, se puede apreciar dicho principio en la figura 2.1.

Una forma de medir si la fuerza de la relación encontrada es el coeficiente de correlación (r) es cual se calcula mediante la ecuación (2.20), donde “ S ” es la varianza. El coeficiente “ r ” se puede mostrar como porcentaje o como proporción, valores más cercanos a 1 (100 %) muestran una mejor correlación, sin embargo es muy extraño obtener valores cercanos a la unidad por lo que la buena o mala relación es relativa y depende del tipo de experimento (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

$$r = \frac{S_{xy}}{S_x S_y} \quad (2.20)$$

En la figura 2.2, se puede apreciar que una regresión lineal no es la correcta en esta distribución; sin embargo puede ser una buena aproximación en tramos específicos y cortos como por ejemplo entre “A” y “B”. Partiendo de lo anterior, hay que tener mucho cuidado cuando se realiza regresiones y, posteriormente, se quiere extrapolar ya que podría producir datos pronosticados erróneos al no conocer la tendencia total del experimento (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

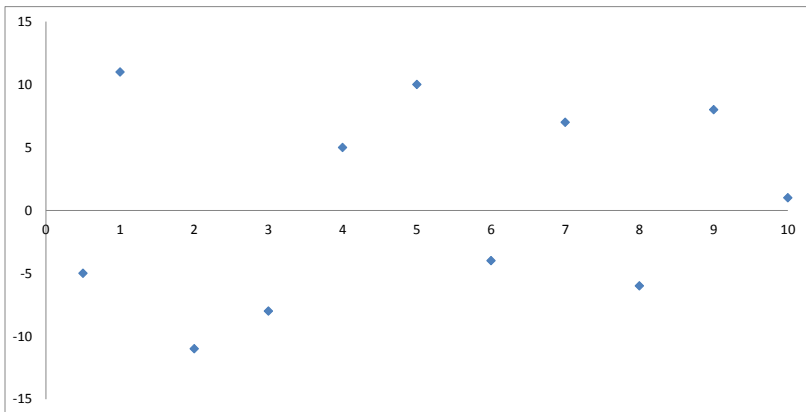
Figura 2.2. Relación no lineal y liberalización por tramos.



Fuente: W. Mendenhall/Introducción a la probabilidad y estadística.

Otra forma de verificar la relación de una regresión lineal es mediante gráficas residuales como se muestra en la figura 2.3; generalmente, la mayoría de programas computacionales presentan este tipo de gráficas, las cuales deben tener como característica una dispersión aleatoria con respecto a “0” del eje “Y”, no seguir ningún patrón y su media ser “0”, caso contrario la correlación es pobre (Walpole, 2007, s.p.).

Figura 2.3. Gráfica de Residuos de una regresión lineal.



Fuente: W. Mendenhall /Introducción a la probabilidad y estadística.

• Regresión Múltiple

La regresión lineal múltiple es similar a la regresión lineal simple con la única diferencia que puede presentar 2 o más variables independientes (X_k); estas regresiones siempre se realizan mediante un *software* debido a la complejidad de la solución y de la elección del modelo correcto.

Un modelo lineal general se define por la ecuación (2.21), donde “Y” es la variable dependiente, “ β ” son las constantes desconocidas, y “x” las variables independientes. β_0 se conoce como ordenada al origen, los coeficientes $\beta_1 \dots \beta_k$ se llaman pendientes parciales o coeficientes de regresión parciales (Walpole, 2007, s.p.).

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_k x_k \quad (2.21)$$

Para encontrar los estimadores $\beta_0 \dots \beta_k$, se utiliza nuevamente el método de los mínimos cuadrados, la función a minimizar es la ecuación (2.22) la cual posteriormente se deriva parcialmente y se iguala a cero para generar el conjunto de $k + 1$ ecuaciones. Estas se resuelven por cualquier método de sistemas de ecuaciones lineales y se obtienen los estimadores.

$$SSE = \sum_{i=1}^n (Y_i - \beta_0 - \beta_1 x_{1i} - \beta_2 x_{2i} - \dots - \beta_k x_{ki})^2 \quad (2.22)$$

También se puede realizar un ajuste de ecuaciones polinomiales de la forma de la ecuación (2.23), donde nuevamente se utiliza el modelo de mínimos cuadrados para minimizar la suma de los cuadrados de los errores (Walpole, 2007: s.p.).

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x + \beta_2 x^2 + \dots + \beta_r x^r \quad (2.23)$$

• Elección de un modelo de ajuste

Existen algunas maneras de elegir un modelo, uno de estos es a través de la prueba de hipótesis por medio del coeficiente de determinación múltiple (R^2), el cual se define en la ecuación (2.24); cabe destacar que este parámetro indica la proporción de la variación de “Y” explicada por el modelo (Walpole, 2007: s.p.).

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{Y})^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} \quad (2.24)$$

Donde \bar{Y} es la media, \hat{y}_i son los valores estimados por la regresión y Y_i son las observaciones reales.

Mientras el coeficiente de correlación múltiple (R) se acerca a uno mejor es la estimación, por lo tanto se puede comparar por medio de este parámetro diferentes modelos y también la inclusión o exclusión de variables hasta llegar a un valor aceptable del mismo; cabe destacar que se debe cumplir tanto la exactitud como la mayor simplicidad posible en el modelo.

Otra manera más elaborada en la selección de un modelo es el método secuencial que se utiliza cuando las variables independientes no son completamente ortogonales, es por esto que se mide la multicolinealidad, es decir dependencia lineal entre variables, mediante la ecuación 2.25 (Walpole, 2007: s.p.).

$$r_{ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{S_{ii}S_{jj}}} \quad (2.25)$$

El parámetro anterior muestra la independencia entre variables, por lo cual este valor no debe desviarse considerablemente de “0”, si se presenta el caso contrario sería símbolo de que ambas variables se superponen para explicar la variable dependiente por lo que se podría eliminar una de ellas, ayudando así en la consideración de las variables que se pueden incluir o excluir del modelo.

Un procedimiento común para encontrar el conjunto de variables que mejor explique un experimento es la “regresión por pasos”, la cual es muy simple, ya que se trata de introducir de forma secuencial las variables al modelo empezando con la de mayor significancia hasta la de menor significancia, excluyendo aquellas que no aporten considerablemente al modelo. Esta técnica al ser de primer orden es utilizada como herramienta preliminar para seleccionar las variables de un modelo, puesto que no son útiles para detectar curvatura o interacción de datos (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

Una vez que se ha elegido el modelo es conveniente realizar una gráfica de residuos, como el que se muestra en la figura 2.4, con el fin de detectar si se eligió bien o mal el modelo. Por ejemplo, para una regresión

lineal los residuos deben ser aleatorios con respecto a “y”, caso contrario si estos siguen una tendencia curvada se concluye que el modelo no es lineal sino más bien polinomial o lineal múltiple (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

2.3 Procesamiento de Muestras

En un principio es importante primero determinar si la serie es atemporal o temporal, la radiación solar es una serie temporal o cronológica, ya que fluctúa tanto a lo largo de un día como a lo largo del año, concluyéndose así como el muestreo debe ser cronológico.

Los factores que componen una serie de tiempo pueden ser la tendencia, variaciones estacionales, variaciones cíclicas y aleatorias. La radiación solar presenta variaciones estacionales ligadas a las estaciones del año, variaciones cíclicas correspondientes al día y la noche o a cada año, aleatorias cuando se presentan casos fortuitos y difíciles de predecir como eclipses, aviones, o sombras de algún objeto, y tendencia es lo que se trata de modelar en esta investigación para lo cual se necesita un periodo relativamente largo de muestreo (EPMAPS, 2013).

Tanto a las series temporales como atemporales se las puede acreditar algunas medidas de posición y tendencia; la media aritmética es de las más utilizadas por su gran estabilidad en el muestreo. Sin embargo es sensible cuando los valores extremos son relativamente muy grandes o pequeños. Está definida por la ecuación 2.26, donde X_i son cada una de las observaciones, y “n” es el total de observaciones (Martínez Bencardino, 2012).

$$X_{media} = \frac{\sum X_i}{n} \quad (2.26)$$

Otro parámetro atribuible a las series, con respecto a la desviación, es la varianza y la desviación estándar, la varianza (σ^2) está definida por la ecuación 2.27 y representa la desviación o variabilidad de la variable

“x” con respecto a la media aritmética. La raíz cuadrada de la varianza es la desviación estándar (Martínez Bencardino, 2012).

$$\sigma^2 = \sum_x (x - X_{media}) * f(x) \quad (2.27)$$

Donde $f(x)$ es la función de probabilidad de la variable x .

La covarianza es un parámetro que indica la relación lineal entre dos variables, se define por la ecuación 2.28, donde la interpretación es cuando la covarianza es cero no existe relación lineal; cuando es positiva existe relación directamente proporcional y cuando es negativa relación inversamente proporcional o pendiente negativa (Martínez Bencardino, 2012).

$$\sigma_{XY} = \sum_x \sum_y (x - X_{media})(y - Y_{media}) * f(x, y) \quad (2.28)$$

· Técnicas de Muestreo

La población o Universo es el total de donde se va a realizar la investigación, por ejemplo la radiación solar en todos los lugares y de todo momento en el DMQ, sin embargo ya que esto es imposible se extrae un número específico de mediciones (observaciones) a las cuales como conjunto se le llama “muestra”. La población puede ser finita o infinita, finita cuando está constituida por un número determinado de elementos e infinita cuando sus elementos son demasiado grandes, infinitos e incontables como lo es la radiación solar en el DMQ (Walpole, 2007: s.p.).

La investigación suele ser total o parcial, total cuando se observa a todos los elementos de la población y parcial cuando se extrae una muestra de la población para determinar características totales debido a que es imposible técnica o, económicamente, realizar las observaciones a todos los elementos del Universo.

Por otra parte, el muestreo también se puede clasificar en aleatorio y no aleatorio, aleatorio cuando los elementos de la población tienen

la misma probabilidad de ser seleccionados y no aleatorios cuando los elementos son elegidos por medio de métodos no aleatorios, lo cual está sujeto a errores por el juicio subjetivo de la persona que los selecciona (Martínez Bencardino, 2012).

El diseño y el tamaño de la muestra es función del objeto del estudio o experimento; cabe recalcar que el objetivo del muestreo es contar con la mayor cantidad de información para asegurar precisión el menor costo posible; un exceso de mala información utiliza tiempo y dinero. La falta de información pone en cuestionamiento la confiabilidad de la investigación. Para la realización del diseño se debe tener bien definido el planteamiento del problema, el objetivo, determinar la población, formular la hipótesis y por último elegir los métodos de muestreo para dimensionar apropiadamente la misma (Martínez Bencardino, 2012).

En esta investigación no se puede realizar el diseño de la muestra por las obvias restricciones económicas, técnicas, jurídicas y de tiempo que representaría, se está entonces restringido al diseño de las instituciones públicas dedicadas a la medición de la radiación solar en el DMQ (EPMAPS; Secretaría de Ambiente, 2013).

• **Tabla de frecuencias de una muestra**

En un experimento, por lo general, se obtiene un conjunto de observaciones donde cada una de estas se denomina valor muestral y el tamaño de la muestra se denota por “ n ”.

La frecuencia absoluta es el número de veces que aparece un valor en una muestra, la división de esta con respecto al tamaño de la muestra “ n ” se denomina frecuencia relativa y representa la probabilidad de que este valor aparezca en el experimento. En la tabla 2.1, se presenta un ejemplo aleatorio de 100 observaciones del número de mantenimientos de una central fotovoltaica; en la tabla 2.2 se desarrolla la tabla de frecuencias del experimento de la tabla 2.1 (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Tabla 2.1. Observaciones del número de mantenimientos de una central fotovoltaica

8	2	4	10	2	1	6	5	1	6
8	5	6	9	10	10	7	10	10	9
8	8	7	6	0	8	8	2	2	5
1	7	10	4	9	6	10	3	10	3
6	7	4	5	1	9	6	9	8	1
4	5	3	9	2	8	7	5	5	3
6	3	1	9	3	4	2	5	5	6
10	0	8	1	10	10	7	8	5	6
3	8	7	7	6	4	4	10	4	1
6	4	10	10	5	10	4	7	8	7

Fuente: Joffre Constante.

La frecuencia relativa ($f(x)$) satisface la ecuación (2.29) y la sumatoria de todas las frecuencias relativas es 1, satisfaciendo la ecuación (2.30).

$$F(x) = \sum_{t \leq x} f(t) \quad (2.29)$$

$$\sum_x f(x) = 1 \quad (2.30)$$

Tabla 2.2. Tabla de frecuencias del experimento de la tabla 2.1.

Número de mantenimientos	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Relativa $f(x)$	Frecuencia Absoluta Acumulada	Frecuencia Relativa Acumulada $F(x)$
0	2	0.02	2	0.02
1	8	0.08	10	0.1
2	6	0.06	16	0.16
3	7	0.07	23	0.23
4	10	0.1	33	0.33
5	11	0.11	44	0.44
6	12	0.12	56	0.56
7	10	0.1	66	0.66
8	12	0.12	78	0.78
9	7	0.07	85	0.85
10	15	0.15	100	1

Fuente: E. Kreyszig / Matemáticas avanzadas para ingeniería.

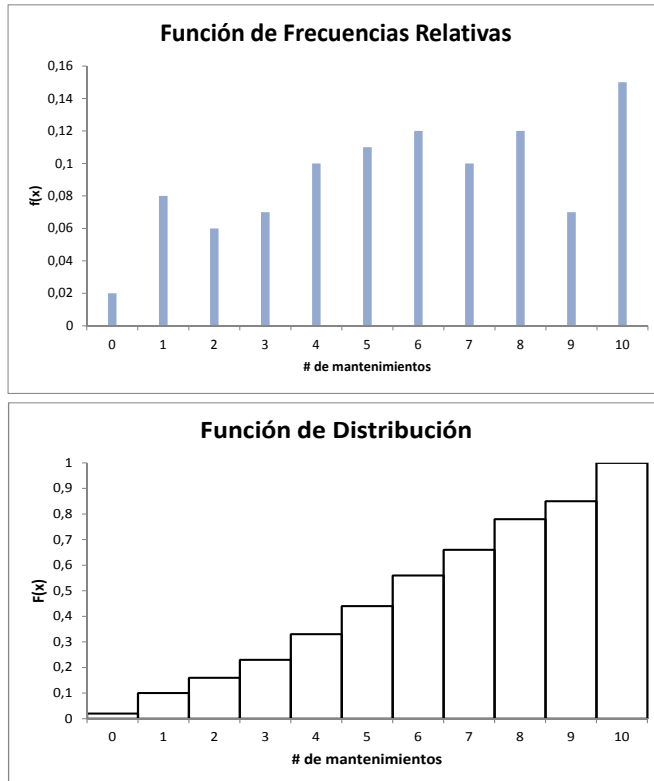
• Función de distribución

Siendo $f(x)$ la frecuencia relativa, la suma de estas frecuencias se denomina función de frecuencia acumulada o función de distribución ($F(x)$), como aparece en la ecuación 2.31 (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

$$F(x) = \sum_{t \leq x} f(t) \quad (2.31)$$

En la figura 2.4, se presenta las gráficas de frecuencias relativas y de la función de distribución de la tabla 2.1; esta última con saltos de magnitud $f(x)$ formando una función escalonada; como característico $F(x)$ antes del primer salto es cero y, luego, del último es igual a 1.

Figura 2.4. Función de frecuencia relativa y función de distribución de la tabla 2.1.



Fuente: E. Kreyszig /Matemáticas avanzadas para ingeniería.

• Agrupamiento de muestras

En casos particulares donde la muestra es demasiado extensa surgirán inconvenientes al momento de graficar la función de distribución; para estos casos es beneficioso agrupar la muestra con intervalos convenientes I que contengan todas las observaciones. Para este caso $f(x)$, sería la frecuencia relativa de clase, $F(x)$ la frecuencia acumulada de clase, y la gráfica de la función de distribución se llamaría función de distribución de la muestra agrupada (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

Para calcular el número de clases, hay que tener en cuenta que a menor clase más simplicidad de cálculo, sin embargo se pierde mucha información. El caso contrario de muchas clases dificulta el cálculo por lo que se debe encontrar un punto medio donde solo se eliminen los detalles no esenciales. Generalmente, el número de clases “k” se calcula despejando de la ecuación (2.32), el intervalo “I” o amplitud de clase se determina por la ecuación (2.33), donde H es el mayor valor observado y L, el menor valor observado. En la tabla 2.3, aparece el agrupamiento por clases del ejemplo de la tabla 2.1.

$$2^k \leq n \quad (2.32)$$

$$I = \frac{H-L}{K} \quad (2.33)$$

Tabla 2.3. *Agrupamiento de la muestra por clases del experimento de la tabla 2.1.*

CLASE			Frecuencia Relativa de Clase f(x)	Frecuencia Acumulada de Clase F(x)
Límite Inferior	Límite Superior	Promedio de Clase		
0	1.43	0.71	0.1	0.1
1.43	2.86	2.14	0.06	0.16
2.86	4.29	3.57	0.17	0.33
4.29	5.71	5.00	0.11	0.44
5.71	7.14	6.43	0.22	0.66
7.14	8.57	7.86	0.12	0.78
8.57	10	9.29	0.22	1

Fuente: E. Kreyszig / *Matemáticas avanzadas para ingeniería.*

• Intervalos de confianza

Cuando se utiliza modelos para predecir ciertas condiciones, más en general, cuando se utiliza fórmulas matemáticas aproximadas se presentan errores, los cuales es necesario determinarlos para saber la desviación máxima que puede presentarse del valor aproximado, el problema es entonces encontrar dos cantidades, que dependen de la muestra, dentro de las cuales se incluya con certeza el valor real; este intervalo formado se conoce como “Intervalo de Confianza” (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Se empieza entonces por determinar una probabilidad “ γ ” cercana al 100 %, generalmente 95 % o 99 %, luego se calcula dos cantidades Θ_1 y Θ_2 tal que la probabilidad de que el valor real este contenido dentro de estas dos cantidades sea “ γ ”, lo dicho anteriormente se representa por la ecuación (2.34).

$$P(\Theta_1 \leq \theta \leq \Theta_2) = \gamma \quad (2.34)$$

Donde:

- Θ_1 Límite de confianza inferior.
- Θ_2 Límite de confianza superior.
- γ Nivel de confianza.

La determinación de “ γ ” no es en función de la muestra o la cantidad de la misma, más bien depende estrictamente de la aplicación, es decir si es un caso de mucho riesgo la probabilidad será muy alta (99 %-99,9 %); caso contrario será relativamente baja (90 %- 95 %), por ejemplo, en estimación de la energía solar en centrales fotovoltaicas.

Así, para una distribución normal con valores muestrales $x_1 \dots x_n$ donde la variancia σ^2 del experimento es conocida, se debe calcular la media y luego determinar un nivel de confianza. Así, el límite de confianza se representa por la ecuación 2.35 (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

$$\text{CONF} \{X_{media} - k \leq \mu \leq X_{media} + k\} \quad (2.35)$$

El cálculo de “k” se efectúa por la ecuación 2.36, donde “c” es un parámetro obtenido de tablas preestablecidas; sin embargo su valor es función de la probabilidad γ que hayamos elegido y del tamaño de la muestra.

$$k = \frac{c * \sigma}{\sqrt{n}} \quad (2.36)$$

Cabe destacar que cuando el número de observación “n” de la muestra aumenta para un mismo nivel de confianza, la longitud del intervalo de confianza disminuye, es por esto, y haciendo una analogía con los proyectos de generación hidroeléctrica donde se necesita información de muchos años de caudales del río respectivo, que en la radiación solar también es importante tener un largo periodo de información.

Asimismo de manera similar se puede calcular límites de confianza para la variancia, para la media cuando se desconoce la variancia y para aplicaciones con otra clase de distribución (Martínez Bencardino, 2012).

• Prueba de hipótesis

Una hipótesis es una suposición de la distribución de una variable en una aplicación donde generalmente se desea determinar si se debe aceptar o rechazar dicha hipótesis, por ejemplo en la comparación entre dos métodos de estimación de la generación eléctrica que se va a producir en una central fotovoltaica. En otras ocasiones, la hipótesis está definida por estándares de calidad, valores referenciales de experimentos pasados o simplemente con el objeto de verificar una teoría o suposición (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

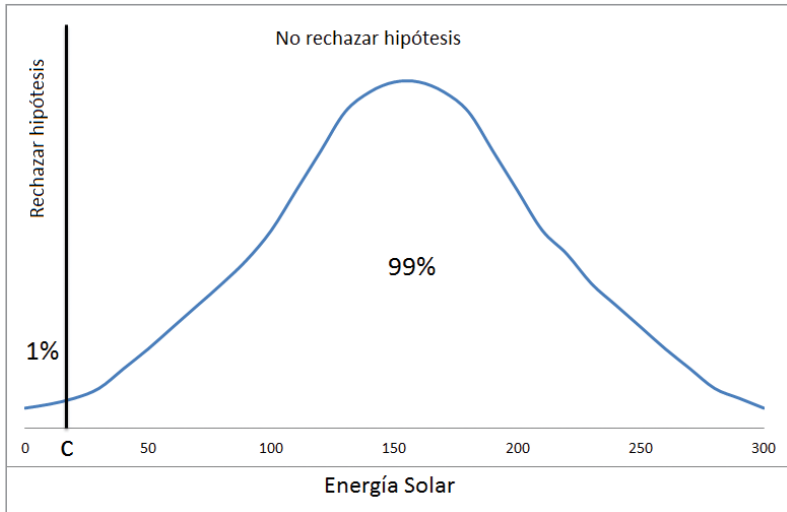
Suponiendo la hipótesis que en un lugar determinado es adecuado colocar una central fotovoltaica y con la certeza que el nivel mínimo de radiación solar incidente diario necesario para que sea factible, el número de días mínimos al año que debe ser mayor a este valor la radiación solar, se desea probar dicha hipótesis. Si la radiación solar tiene una distribución normal (para el ejemplo), se inicia con la asignación de una probabilidad

“ α ” que representa el riesgo de que en dicha probabilidad se rechace la hipótesis aun siendo verdadera. Si X es la energía solar en un día promedio “supuesta”, “ c ” el valor mínimo de energía, “ p ” la probabilidad supuesta en la hipótesis de días al año que es mayor a la radiación solar, se representa por la ecuación (2.37), la cual se utiliza en todas las aplicaciones.

$$P(X < c)_p = \alpha \quad (2.37)$$

De la ecuación (2.37), se obtiene el valor de “ c ”; si el valor medio medido de radiación solar en el lugar es mayor a “ c ” se acepta la hipótesis de que es conveniente emprender el proyecto fotovoltaico; caso contrario se da como rechazada la hipótesis. En la figura 2.5, se puede apreciar de mejor manera el ejemplo.

Figura 2.5. Densidad anual de Radiación Solar para prueba de hipótesis.



Fuente: E. Kreyszig /Matemáticas avanzadas para ingeniería.

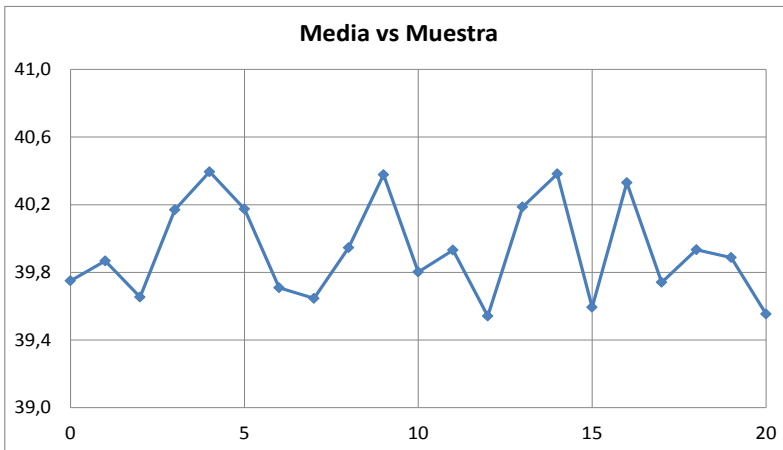
El parámetro “ c ” se conoce como *valor crítico*, los valores donde se rechaza la hipótesis como *región de rechazo* y la región donde se acepta la hipótesis como *región de aceptación* (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

• Control de calidad

El control de calidad tiene como objetivo el mantener la calidad en los procesos de producción, basándose considerablemente en los procedimientos de muestreo y algunos principios estadísticos; es así una herramienta muy importante en la administración para observar ciertas características de un elemento y poderla comparar con estándares establecidos (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Por ejemplo, en el presente caso, en una central fotovoltaica se mide continuamente la energía solar para estimar producción de energía eléctrica con modelos adecuados, si existiese un error en cualquier parte del proceso metodológico de obtención de información se esperaría falsas estimaciones de producción y, por ende, impactos económicos; es por esto que se puede y debe implementar un control de calidad en el proceso basado en la media de la información, ya que es un parámetro poco oscilante en el tiempo.

Figura 2.6. Diagrama de control para la media.



Fuente: E. Kreyszig / *Matemáticas avanzadas para ingeniería*.

En general, se suele realizar un control de calidad mediante un diagrama de control para algunos parámetros, frecuentemente, la media y la desviación estándar como se muestra en la figura 2.6 y 2.7 respectivamente.

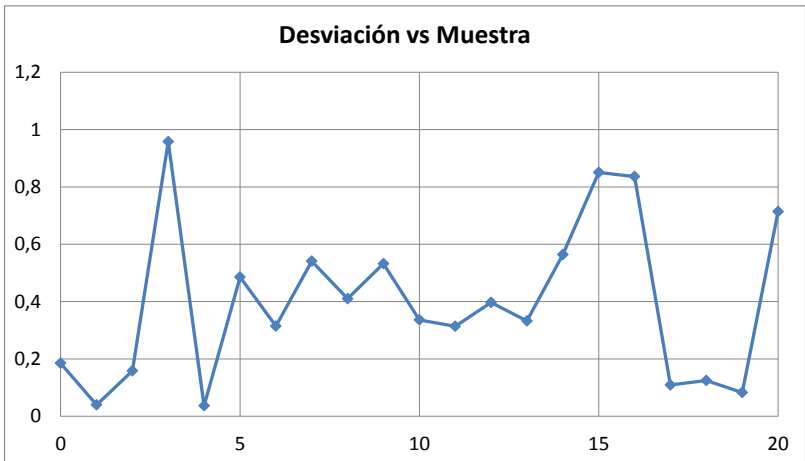
En el diagrama de control de la media, figura 2.6, se indica el límite inferior de control (LIC), la recta central de control (RC), y el límite superior de control (LSC). Ambos límites se calculan por la ecuación 2.38, la cual tiene un nivel de significancia de 1 % y con el supuesto de que la variable mantenga una distribución normal μ_0 .

$$LSC = \mu_0 - 2.58 \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad LIC = \mu_0 + 2.58 \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (2.38)$$

Donde μ_0 es el valor de la media requerido.

En el diagrama de control de la desviación estándar, figura 2.7, se indica solo un límite de control definido por la ecuación 2.39, la cual, valga la redundancia, es para una distribución normal.

Figura 2.7. Diagrama de control para la desviación estándar.



Fuente: E. Kreyszig / *Matemáticas avanzadas para ingeniería*.

Cualquier parámetro que se desvíe de sus límites representa una alerta, ya que muestra el fallo en alguna parte de la aplicación y, por ende, es indicativo de que se está creando productos defectuosos sea cual sea la aplicación (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

$$UCL = \frac{\sigma^2 * c}{n-1} \quad (2.39)$$

2.4 Procesamiento y validación de información histórica de radiación solar

Como se dio a conocer en el capítulo 1, se cuenta con información de radiación solar de 3 instituciones públicas en el DMQ que son: El “Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología”, INAMHI (2013), la “Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento”, EPMAPS (2013), y la “Secretaría de Ambiente” (Secretaría de Ambiente, 2013).

El INAMHI posee datos de nubosidad y heliofanía (horas de sol), los cuales mediante un modelo podrían estimar la radiación solar en los diferentes puntos del DMQ; sin embargo se estaría cometiendo un gran error al utilizar la salida de este modelo para alimentar las entradas de la investigación que se pretende realizar en esta investigación; por lo antes mencionado esta fuente queda descartada (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

La EPMAPS facilitó la información de radiación solar y temperatura de 10 estaciones climatológicas como se puede apreciar en el Anexo 1; sin embargo manifestó que los datos se encuentran sin procesar, es decir de la misma manera como se obtienen directamente del sensor, por lo que se debería validarla en función de los datos de un sensor patrón colocado en las diferentes estaciones para posteriormente poder utilizarla en el modelo. En la tabla 2.4, se muestra las 10 estaciones climatológicas de la EPMAPS con su correspondiente ubicación (EPMAPS, 2013).

Tabla 2.4. Estaciones Climatológicas de la EPMAPS con su correspondiente ubicación.

ESTACIÓN		UBICACIÓN		
Código	Nombre	Latitud (λ)	Longitud (L)	Altura (m.s.n.m)
C1	Maucatambo	-0.67149	-78.34833	3 845
C2	Rumihurco	-0.13106	-78.53839	3 600
C4	Rumipamba	-0.17201	-78.52896	3 340
C5	Bellavista	-0.17769	-78.46050	2 962
C6	Yaruqui	-0.16095	-78.30407	2 680
C7	San Antonio	-0.01559	-78.45333	2 420
C8	Iasa	-0.38882	-78.41201	2 750
C10	Mica Presa	-0.54225	-78.22588	3 945
C11	Pita	-0.49552	-78.43900	3 360
C12	Quijos	-0.46670	-78.04599	2 705

Fuente: EPMAPS.

La “Secretaría de Ambiente” publica en su página webdatos de radiación solar de 7 estaciones climatológicas, sin embargo, dado que una de ellas, Guamaní, se incorporó recientemente no se la incluirá para el análisis. En la tabla 2.5, se describe las 6 estaciones con su respectiva ubicación (Secretaría de Ambiente, 2013).

Tabla 2.5. Estaciones Climatológicas de la Secretaría de Ambiente con su correspondiente ubicación.

ESTACIÓN		UBICACIÓN		
Nombre	Latitud (λ)	Longitud (L)	Altura (m.s.n.m)	
Carapungo	-0.9833	-78.44722	2 660	
Cotocollao	-0.10778	-78.49722	2 793	
Belisario	-0.18000	-78.49000	2 835	
El Camal	-0.25000	-78.51000	2 840	
Tumbaco	-0.21000	-78.40000	2 331	
Los Chillos	-0.30000	-78.46000	2 453	

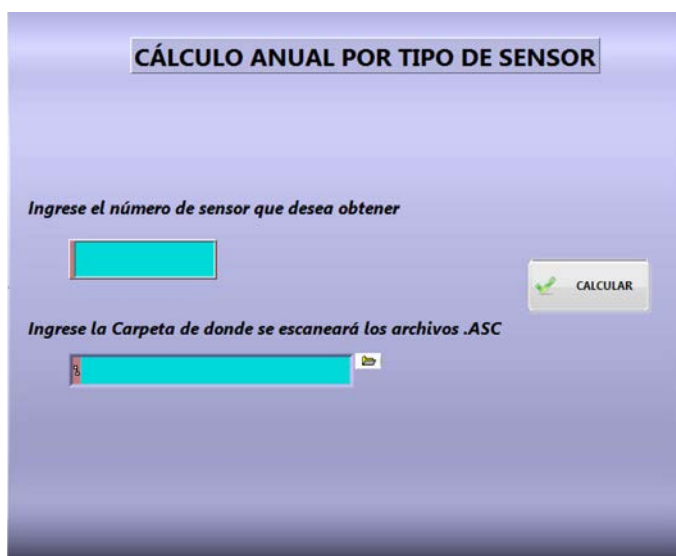
Fuente: Secretaría de Ambiente.

En el Anexo 3 se muestra las 16 estaciones climatológicas ubicadas en un mapa a lo largo del DMQ.

• Validación de información de radiación solar de la EPMAPS

Los archivos con datos de radiación solar sin procesar, archivos fuente, se facilitaron con extensión .ASC, cada año consta con una cantidad relativamente extensa de archivos y cada uno de estos posee en su interior información no solo de radiación solar, sino de todas las variables climatológicas; dando cuenta de este suceso, la extracción manual de datos de radiación solar gastaría esfuerzos de tiempo enormes por lo que se decidió desarrollar brevemente un pequeño programa capaz de realizar esto automáticamente. Este programa se desarrolló en el *software* “LabView” de “National Instruments” junto con Microsoft EXCEL, en la figura 2.8 se presenta la interfaz de usuario (National Instruments Latinoamérica, 2013).

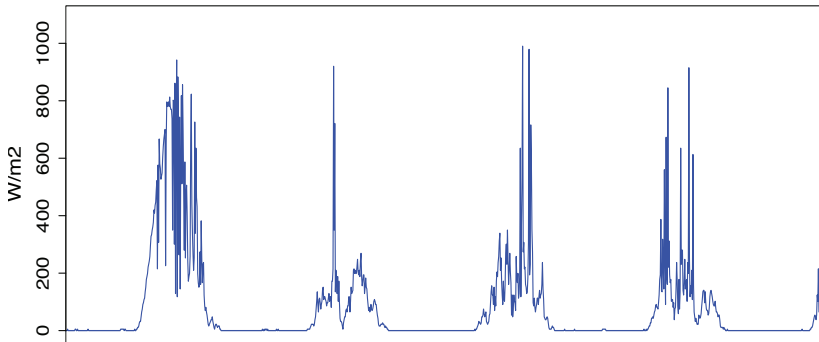
Figura 2.8. Programa para extraer datos de radiación solar y temperatura de archivos .ASC de la EPMAPS.



Fuente: Joffre Constante.

Por otro lado, se organiza los datos del sensor patrón de radiación solar de cada una de las estaciones climatológicas de la EPMAPS en un solo archivo de EXCEL para luego someterlo a un proceso de calidad referente a: anomalías extremas, valores negativos, valores altos de radiación solar por la noche y valores muy bajos de radiación solar por la mañana. En la figura 2.9, se presenta la serie temporal del sensor patrón de radiación solar de la estación Rumihurco. En casi todo el proceso de validación se pondrá como ejemplo la estación Rumihurco de la EPMAPS (Johnson, I. Miller y J. E. Freund, 2012: 541).

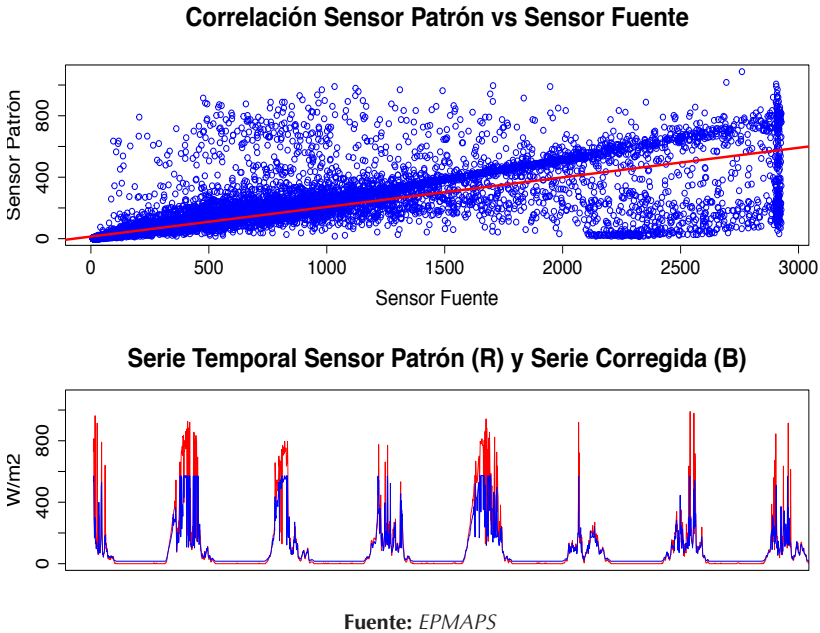
Figura 2.9. Radiación solar del sensor patrón de la estación Rumihurco de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

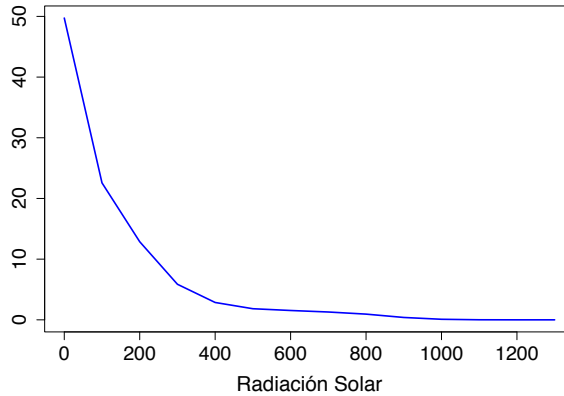
Una vez que se tiene los datos tanto del sensor fuente como del sensor patrón se procede a encontrar una manera de calibrar la información del sensor fuente; una forma es por medio de una ecuación obtenida de una regresión lineal o por medio del método de la pendiente. En cada una de las estaciones, se eligió uno de los dos métodos sustentando la elección en igualar la energía de las series temporales en cuestión, ya que el objetivo de esta investigación es estimar la energía del recurso solar para generación de energía eléctrica. En la figura 2.10, se muestra la correlación entre ambas señales y la gráfica temporal de las series de la estación Rumihurco de la EPMAPS (Martínez Bencardino, 2012).

Figura 2.10. Correlación y serie corregida de Radiación Solar del sensor patrón y sensor fuente de la estación Rumihurco de la EPMAPS.



Como se puede apreciar en la figura 2.10 la serie corregida no alcanza los picos de radiación solar; ante esto se realizó un análisis de la distribución de frecuencias de la serie para determinar si esto causaría o no errores graves en la modelación; como se puede ver en la figura 2.11, la frecuencia relativa de los valores altos de radiación solar es minoritario concluyendo así como se puede absorber este error (Walpole, 2007: s.p.).

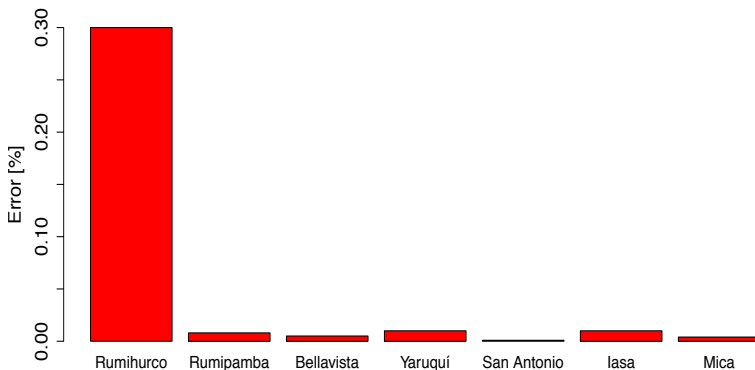
Figura 2.11. Distribución de Frecuencias Relativas de Radiación Solar de la estación Rumihurco de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

El cálculo del error entre la señal patrón y la señal original o fuente de todas las estaciones climatológicas de la EPMAPS se presenta en la figura 2.12, dando a notar que el error en cuanto a energía es sumamente pequeño, casi cero por ciento; lo que se podría decir que es despreciable (Walpole, 2007: s.p.).

Figura 2.12. Error en la corrección de Radiación Solar frente al sensor patrón de las estaciones climatológicas de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

En la tabla 2.6, se presenta la ecuación de calibración de ocho estaciones de la EPMAPS, las dos estaciones faltantes, Pita y Quijos, son relativamente nuevas y de mejor tecnología por lo que sus datos no necesitan un proceso de corrección, pero sí un proceso de control de calidad (EPMAPS, 2013).

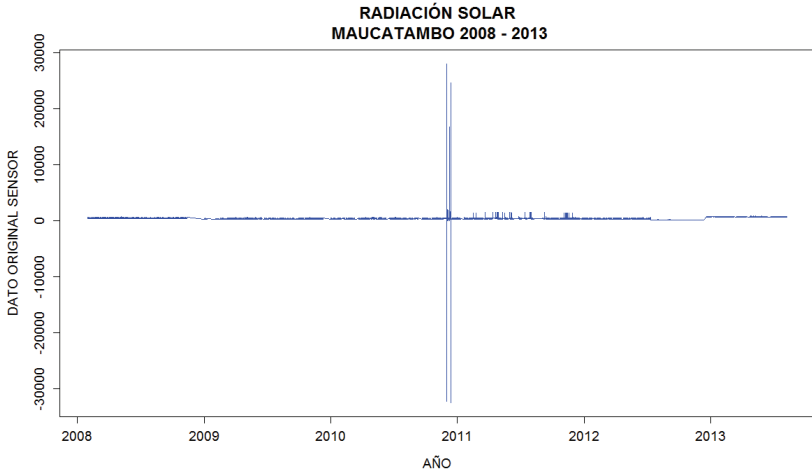
Tabla 2.6. Ecuación de ajuste para Radiación Solar de la información fuente de 8 estaciones climatológicas de la EPMAPS.

ESTACIÓN	ECUACIÓN DE AJUSTE	
	Pendiente	Ordenada
Maucatambo	3.48	-1211
Rumihurco	0.1926	13.71
Rumipamba	0.2283	9.9376
Bellavista	0.2347	12.341
Yaruquí	0.2051	3.4702
San Antonio	0.302	-2.3283
Iasa	0.213	8.3027
Mica Presa	0.214	12.661

Fuente: EPMAPS

Ya que se ha determinado las ecuaciones de correlación, el siguiente paso es aplicarlas a toda la serie temporal, por ejemplo al periodo 2008-2013 de la estación Maucatambo. Se ha escogido esta estación para poder apreciar ciertas particularidades. La serie resultante se puede observar en la figura 2.13 (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

Figura 2.13. Error en la corrección de Radiación Solar frente al sensor patrón de las estaciones climatológicas de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

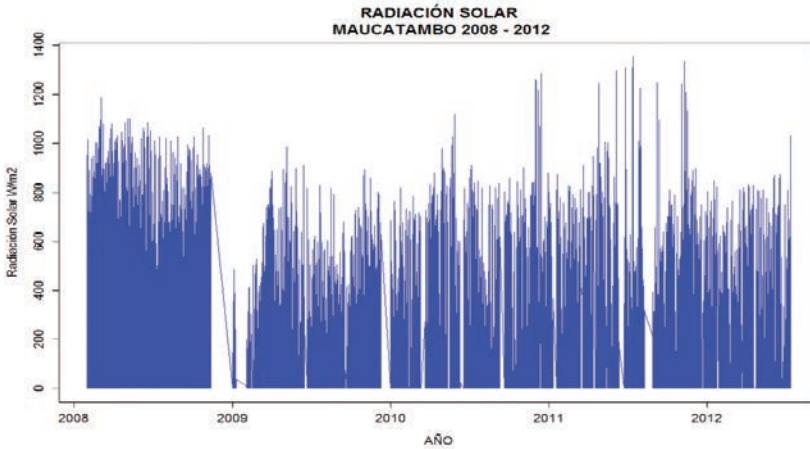
Como se puede apreciar en la figura 2.13 existen valores singulares que están totalmente fuera de rango, para solucionar estos datos erróneos que pueden ser producidos ya sea por descargas atmosféricas, fallas en el controlador, fallas en la transmisión, fallas en el sensor o cualquier otro tipo de inconveniente, se procede a someter a la serie a un proceso de control de calidad, el cual contiene básicamente un filtro de anomalías extremas, filtro de valores negativos, filtro de valores iguales a cero, por la mañana, y valores elevados de radiación solar, por la noche (Walpole, 2007: s.p.).

Como anomalías extremas se entiende datos totalmente fuera de rango; como se puede apreciar en la figura 2.13 valores cercanos a 30 000, los cuales son eliminados con un filtro que descarte aquellos datos superiores a la constante solar, $1\,366\text{ W/m}^2$.

En el filtro de eliminación de valores altos de radiación solar por la noche, no se descartó aquellos cercanos a cero, por el hecho de que son muy importantes ya que igualan la energía de una serie con la del sensor patrón; caso contrario sería perjudicial para el propósito de la investigación ya que el error superaría el 5 % admisible en la investigación. En

la figura 2.14, se puede apreciar la serie temporal de radiación solar de la estación Maucatambo, luego de pasar todo el proceso de control de calidad (Wavelets-E-Prints Complutense, 2013).

Figura 2.14. Radiación Solar validada de la estación Maucatambo de la EPMAPS.

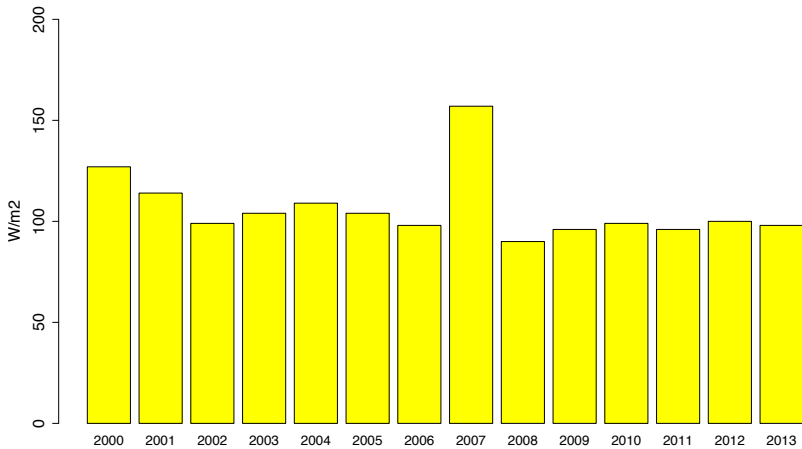


Fuente: EPMAPS

Hasta este punto se tiene la radiación solar en las 10 estaciones climatológicas de la EPMAPS, sin embargo se presenta un inconveniente en cuanto a que la frecuencia de muestreo es diferente a lo largo de la serie temporal presentándose datos cada minuto, cada 5 minutos y cada hora; por este motivo se debe colocar a toda la serie a una misma frecuencia la cual es escogida como la menor, es decir cada hora (24 datos al día, 8 760 al año). El dato horario fue obtenido como el promedio de todos los datos en esa hora, mas no como la suma de los valores, que representaría la energía; por el mismo hecho de la diferencia de frecuencias de muestreo que conllevaría un esfuerzo en vano en calcularla; he aquí la razón fundamental del porqué se trabajará con radiación solar y no con energía solar; sin embargo ya en la presentación de resultados se utilizará energía solar la cual se obtiene sencillamente al multiplicar por el tiempo (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Para poder encontrar la normal de radiación solar a lo largo de un año, se debe primero estudiar si la radiación solar cambia con el pasar de los años, es decir si aumenta o disminuye. A primera vista se pensaría que no, deteniéndose un poco más para analizar se deduciría que debido a factores como la disminución de la capa de ozono sí aumentaría. Pero, para tener un análisis contundente se presenta en la figura 2.15 la energía solar de los años 2000- 2013 de la estación Rumihurco de la EPMAPS, donde se aprecia que la energía solar no sigue una tendencia ni un aumento con el pasar de los años, por lo tanto se puede obtener la radiación solar normal de un año simplemente con obtener su media aritmética. Ver el Anexo 4 donde se presenta la radiación multianual de todas las estaciones de la EPMAPS (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

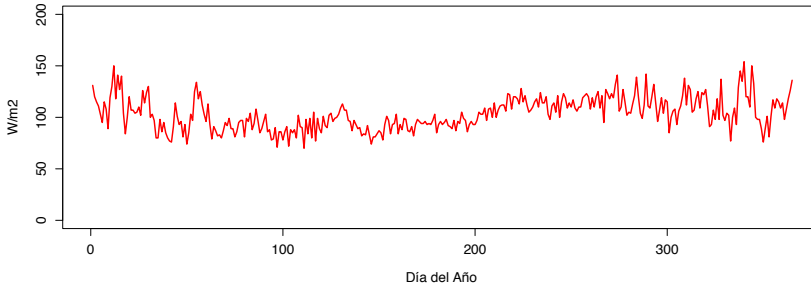
Figura 2.15. Radiación solar Multianual de la Estación Rumihurco de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

Por último se calcula la radiación solar media o normal en un año promedio a diferentes frecuencias, estas son: horaria (8 760 datos al año), diaria (365 datos al año) y mensual (12 datos al año) para la futura alimentación de los cuatro modelos de predicción. La serie temporal de un año promedio de la estación Rumihurco se presenta en la figura 2.16.

Figura 2.16. Radiación solar normal diaria en un año promedio de la Estación Rumihurco de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

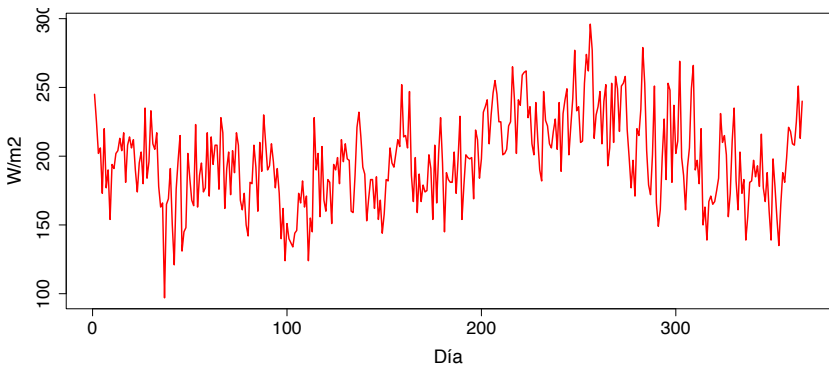
- **Validación de información de radiación solar de la Secretaría de Ambiente**

En la página web de la Secretaría de Ambiente reposa públicamente datos de radiación solar desde el año 2005 hasta la fecha, ya que se actualizan continuamente aproximadamente cada hora. Para el propósito, se descargó la información hasta septiembre del año 2013, para iniciar con el proceso de validación de los datos de radiación solar (Secretaría de Ambiente, 2013).

En los datos de radiación solar de la Secretaría de Ambiente, fue mucho más sencillo su validación ya que solo hizo falta someterle al proceso de control de calidad que al igual que para las estaciones de la EPMAPS contiene básicamente un filtro de anomalías extremas, filtro de valores negativos, filtro de valores iguales a cero por la mañana y valores elevados de radiación solar por la noche; cabe destacar que en general no se encontró valores erróneos en todas las series. Se puede concluir que antes de la publicación ya existía un control de la información por parte de la Secretaría de Ambiente. La principal dificultad y esfuerzo se presentó en la organización de los datos, es decir en la construcción de la base de datos que alimentará los posteriores modelos de estimación de Energía Solar; todo esto debido a la diferencia de formato con que se presenta la información a lo largo de cada año (Johnson, I. Miller y J. E. Freund, 2012: 541).

Por último, y teniendo como antecedente el estudio de frecuencias relativas de la radiación solar realizada en las estaciones de la EPMAPS, se calcula la radiación solar normal a lo largo de un año promedio para cada una de las seis estaciones climatológicas de la Secretaría de Ambiente. Su frecuencia es horaria (8 760 datos al año), diaria (365 datos al año) y mensual (12 datos al año). Como ejemplo se grafica en la figura 2.17 la serie temporal de la estación Belisario de la “Secretaría de Ambiente” con frecuencia diaria (Johnson, I. Miller y J. E. Freund, 2012: 541).

Figura 2.17. Radiación solar normal diaria en un año promedio de la Estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Secretaría de Ambiente.

MODELAMIENTO NUMÉRICO DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO

En el presente capítulo, se implementarán cuatro modelos numéricos capaces de estimar la energía solar a los largo de un año promedio en cualquier punto del DMQ. El primer modelo se basa en la estimación realizada por Angstrom y posteriormente modificado por Page (1964); el segundo modelo parte de la ecuación planteada por Stefan-Boltzmann referente a la radiación emitida por cuerpos en función de su temperatura; y, por último, el tercer modelo, se basa en un análisis de reconstrucción de la radiación solar por medio de las componentes (armónicas) de Fourier. Por otro lado, como cuarto modelo, se encuentra un factor de corrección aplicable a la información de energía solar brindada por la NASA de sus satélites. Al final, se presenta un mapa de radiación solar promedio en el DMQ y con respecto al primer modelo desarrollado.

3.1 Cálculo de radiación solar extraterrestre en el DMQ

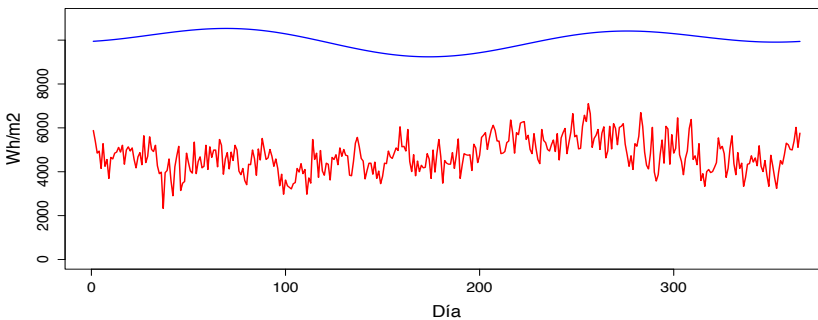
Para calcular la radiación solar extraterrestre en el DMQ, se utiliza la ecuación (2.2) detallada anteriormente en el capítulo 2, sus variables de entrada son: la constante solar G_{sc} , definida en $1\ 366\ \text{W}/\text{m}^2$, “n” el día del año (0-365), la latitud \varnothing del lugar donde se desea obtener, la declinación δ dictada por la ecuación 1.11, y el ángulo horario ω_s calculado mediante la ecuación (2.3) (Kalogirou, 2009: 760).

En la tabla 1.2, se presenta el día del mes “n” recomendable para ingresarlo en la ecuación 2.2 en caso de que se requiera determinar la energía solar promedio mensual; sin embargo por fines convenientes a la generación eléctrica fotovoltaica se calcula la energía solar extraterrestre con frecuencia diaria, es decir 365 datos en el año (Kalogirou, 2009: 760).

Ya que se ha calculado de forma temporal la energía solar en un punto determinado, es momento de aplicar de igual manera la ecuación 2.2 en las 16 estaciones o puntos de información con que se cuenta en el DMQ, simplemente con cambiar la ubicación (latitud) correspondiente a cada estación según las tablas 2.4 y 2.5 (Kalogirou, 2009: 760).

Como resultado de la ecuación (2.2) se obtiene una serie temporal de energía en Joules por metro cuadrado, para transformar a una magnitud acorde a este propósito, Wh/m^2 , basta con dividir para 3 600 Joules, que es el equivalente de 1Wh. En la figura 3.1, se compara la energía solar extraterrestre con la energía solar en la superficie terrestre para la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.

Figura 3.1. Radiación solar Extraterrestre vs Radiación Solar en la superficie terrestre de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Secretaría de Ambiente.

Para calcular de manera automática la energía solar extraterrestre en los diferentes lugares del DMQ, se realizan algoritmos en cualquier software matemático, para este caso se utilizó Matlab y el Script se detalla en el Anexo 5, los datos de entrada son la latitud del lugar en cuestión y el nombre para la correspondiente identificación en la gráfica.

Se observa en la figura 3.1 que la energía real que llega a la superficie terrestre es mucho menor a la energía solar extraterrestre; esto era de esperar debido a que la atmósfera absorbe gran parte de la energía y también

la refleja al espacio. Encontrar una constante que iguale estas energías en los diferentes lugares del DMQ es el objetivo del modelo planteado por Angstrom y el cual se desarrollará a continuación (Kalogirou, 2009: 760).

3.2 Comparación y cálculo de constantes de ajuste

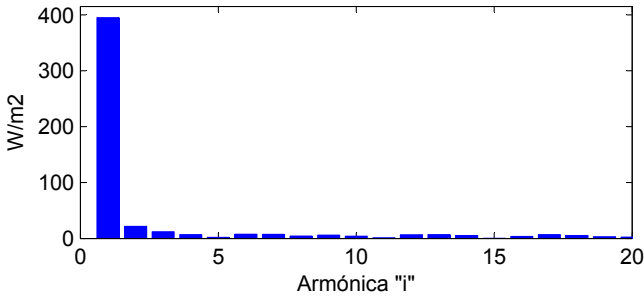
Partiendo de la ecuación (2.3) planteada por Page en 1964 y su modificación realizada particularmente para el DMQ, ecuación (2.5), y que se la reproduce en esta sección en la ecuación (3.1), se procede a calcular la constante K_T particular para cada una de las 16 estaciones con que se cuenta de información de radiación solar en el distrito (Duffie y Beckman, 2006: 908).

$$\frac{H}{H_0} = K_T \quad (3.1)$$

En la sección anterior se determinó la radiación solar extraterrestre (H_0) incidente en cada uno de los 16 puntos distribuidos en el DMQ; por otro lado, la radiación solar sobre la superficie terrestre en un año promedio (H) se encuentra desarrollado al final del segundo capítulo, contando con ambas series temporales se puede determinar K_T con el principal antecedente de igualar la energía solar a lo largo del año, esto se puede realizar obteniendo la media aritmética de H y la media aritmética de H_0 (Duffie y Beckman, 2006: 908).

Sin embargo, se puede apreciar en la primera grafica de la figura 3.1 que la señal original de energía solar contiene inmersa señales de ruido, para obtener una señal “limpia” se procede a realizar un análisis de armónicas para posteriormente reconstruir la serie temporal de energía solar. Poniendo como ejemplo la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente, en la figura 3.2 se presenta el análisis de la amplitud de cada una de los componentes de la señal donde claramente se nota que el coeficiente de Fourier a_0 es el de mayor amplitud. Aunque no se aprecia por cuestiones de escala, el componente fundamental es la de mayor amplitud y su diferencia es de aproximadamente 4 a 1 con el resto de sus componentes armónicas (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

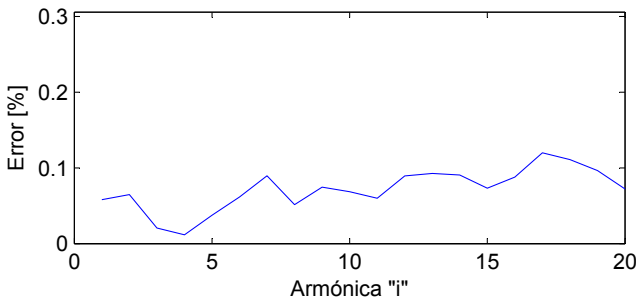
Figura 3.2. Amplitud de las componentes y armónicas de la radiación solar normal en un año promedio de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Secretaría de Ambiente.

Ahora pues se ingresa en una duda referente al número de armónicas con las cuales se debe reconstruir la energía solar anual, para dar solución a este inconveniente hay que fundamentarse en la ley de Parseval que se presenta en la ecuación (2.15), la interpretación de dicha ecuación es minimizar el error entre la integral de la señal original y la señal reconstruida con “i” armónicas, dicho error se puede ver en la figura 3.3, donde claramente se evidencia que no se minimiza con el aumento de componentes en la reconstrucción; sin embargo se nota en general en las diferentes estaciones que cercano a la “quinta armónica” el error toma su valor mínimo y empíricamente se visualiza un mejor seguimiento de tendencia (Wavelets-E-Prints Complutense, 2013).

Figura 3.3. Error anual de energía para la reconstrucción de radiación solar con “i” armónicas de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.

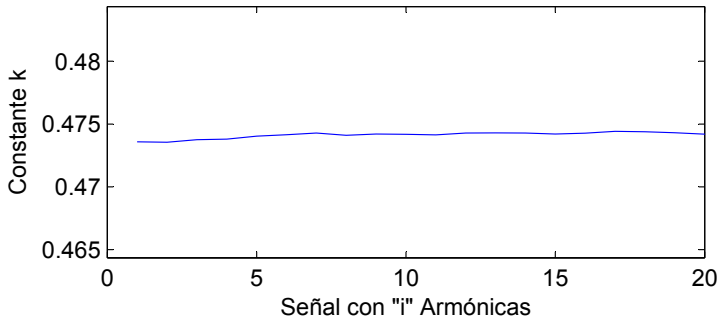


Fuente: Secretaría de Ambiente.

En la tabla 3.1, se detalla el error absoluto y relativo que se presenta en la reconstrucción de la señal original con cinco armónicas de las 16 estaciones climatológicas conformadas entre la EPMAPS y la Secretaría de Ambiente; el error absoluto está dado en W/m^2 al año, lo que representa desviaciones muy inferiores al 1 % anual, concluyendo así como no perjudica al modelo (Walpole, 2007: s.p.).

Finalmente, contando ya con la señal reconstruida, y sin ruido de radiación solar de un año promedio, y la radiación solar extraterrestre en dicho punto, se calcula la constante K_T de la ecuación (3.1); sin embargo a manera de comprobación se calculó K_T para la reconstrucción de la señal original desde un hasta veinte armónicas lo cual se muestra en la figura 3.4 (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

Figura 3.4. Constante de ajuste K_T desde 1 a 20 armónicas de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente



Fuente: Secretaría de Ambiente.

En la figura 3.4, se verifica que K_T es prácticamente una línea recta constante sin pendiente con la adición de armónicas; lo que verifica lo antes expuesto de que el error no tiende a disminuir y también evidencia la buena exactitud del modelo.

Tabla 3.1. Error absoluto y relativo anual en la reconstrucción con 5 armónicas de la energía solar de las 16 estaciones climatológicas.

ESTACIÓN	ERROR DE RECONSTRUCCIÓN		
	Num. Armónicas	Error Absoluto (W/m ²)	Error Relativo [%]
Maucatambo	5	7	0.013
Rumihurco	5	53	0.139
Rumipamba	5	33	0.085
Bellavista	5	95	0.180
Yaruqui	5	43	0.102
San Antonio	5	29	0.047
Iasa	5	29	0.072
Mica	5	51	0.127
Pita	5	25	0.058
Quijos	5	43	0.167
Carapungo	5	20	0.026
Cotocollao	5	49	0.062
Belisario	5	27	0.038
El Camal	5	47	0.063
Tumbaco	5	22	0.028
Los Chillos	5	21	0.026

Fuente: Joffre Constante.

Para todo este proceso, desde el análisis de Fourier hasta la determinación de la constante K_T , se desarrolló un algoritmo en Matlab y su Script se detalla en el Anexo 6, donde se necesita definir la latitud del lugar en cuestión y la matriz que contenga los datos de radiación solar del año promedio de manera diaria (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

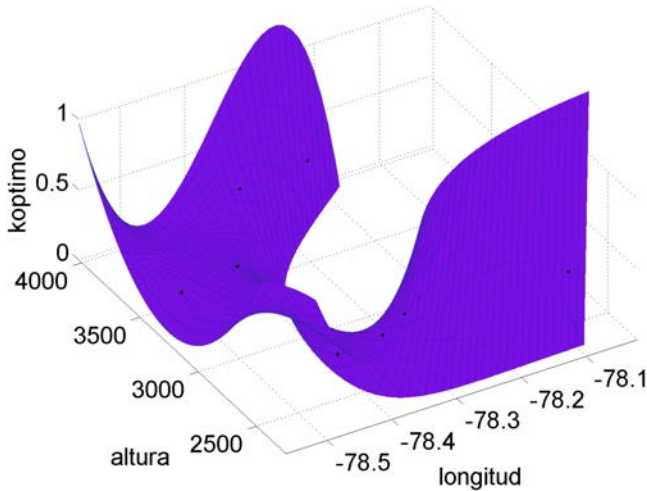
Lo antes desarrollado para un punto o una estación en el DMQ, se repite de igual manera para las 16 estaciones distribuidas a lo largo del Distrito y en la tabla 3.2 se presenta el resumen de los resultados de la constante K_T de los 16 lugares.

Dado que el error máximo permitido es del 5 %, es importante determinar el rango de la constante K_T , tal que el error anual no supere dicho porcentaje de error en la estimación de la energía solar, para esto también se realizó un algoritmo el cual está incluido en el Anexo 6, y los resultados se detallan en la misma tabla 3.2 (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

A continuación, se detallará el trabajo de como predecir estas constantes en los diferentes sitios del DMQ, es decir generalizar el modelo, ya que sería tedioso y algo empírico si se desea ejecutar un proyecto de generación eléctrica fotovoltaica y no quede más que buscar la constante de ajuste más próxima al lugar de acción; lo que crearía incertidumbre en vez de generar certeza que es el objetivo del estudio.

Para generalizar entonces el modelo se estipula que las variables de entrada faltantes son la longitud y la altitud, mas no la latitud la cual ya está incluida en la energía solar extraterrestre calculada anteriormente. Se emplea entonces una regresión multivariable para determinar la mejor ecuación de ajuste; aquí se puede elegir tanto entre modelos lineales como no lineales; estos últimos presentaron muy buena correlación, cercana al 100 %; sin embargo prácticamente es imposible ya que en ciertos intervalos del dominio adquiere valores negativos que son en realidad erróneos ya que la constante K_T está definida entre 0 y 1. Lo antes mencionado se ejemplifica en la figura 3.5 con la regresión multivariable de cuarto grado (Walpole, 2007: s.p.)

Figura 3.5. Regresión multivariable de cuarto grado para estimar la constante de ajuste K_T



Fuente: Joffre Constante.

Por lo expuesto anteriormente referente al grado de la ecuación, se está obligado a simplemente realizar una regresión multivariable de primer grado donde el coeficiente de regresión es $R^2 = 0,5$ y el cual es relativamente bajo. La ecuación (3.2) es la del modelo resultante la cual fue calculada con el 95 % de límite de confianza, cabe destacar que este porcentaje de confianza es para los coeficientes de la regresión, mas no es un indicativo de certeza de estimación del modelo (Walpole, 2007: s.p.).

$$= -34.15 + 0.445 * longitud - 0.0001267 * al \quad (3.2)$$

Para determinar si el modelo es o no válido se debe recalculer la constante K_T de todas las estaciones y verificar si la estimación se encuentra dentro del intervalo de error aceptable de K_T , calculado en la tabla 3.1; esto se presenta en la tabla 3.2 columna K_T TOTAL y de la cual se concluye que el modelo planteado es totalmente erróneo, ya que los valores de K_T están totalmente fuera de rango y estimarían errónea-

mente la energía solar de un proyecto de generación de energía eléctrica (Kalogirou, 2009: 760).

En este punto, se diera por desierto el modelo al menos en la generalización en el sentido de calcular la constante de ajuste K_T , sin embargo recordando que entre las estaciones de la EPMAPS y de la “Secretaría de Ambiente” existe una diferencia, puesto que estas últimas presentan en general mayor energía solar, se decide realizar la generalización del modelo tomando por separado las estaciones de la EPMAPS y de la Secretaría de Ambiente.

Empezando por las estaciones de la EPMAPS se realiza la regresión multivariable de primer grado teniendo como resultado la ecuación de ajuste (3.3) con un coeficiente de correlación $R^2 = 0.29$, de antemano se puede concluir que el modelo es inexacto por el valor bajo que presenta R^2 , sin embargo se debe constatar esto al recalcular la constante K_T con la ecuación (3.3) para determinar si se genera errores mayores al 5 % (Martínez Bencardino, 2012).

$$K_T = -16.8 - 0,2191 * longitud - 0.00002607 * altura \quad (3.3)$$

Los valores K_T se exponen en la tabla 3.2 en la columna KT EPMAPS, comparando con el intervalo aceptable de K_T se define a este modelo desierto e inexacto por proporcionar constantes ampliamente fuera de los límites de error permitidos.

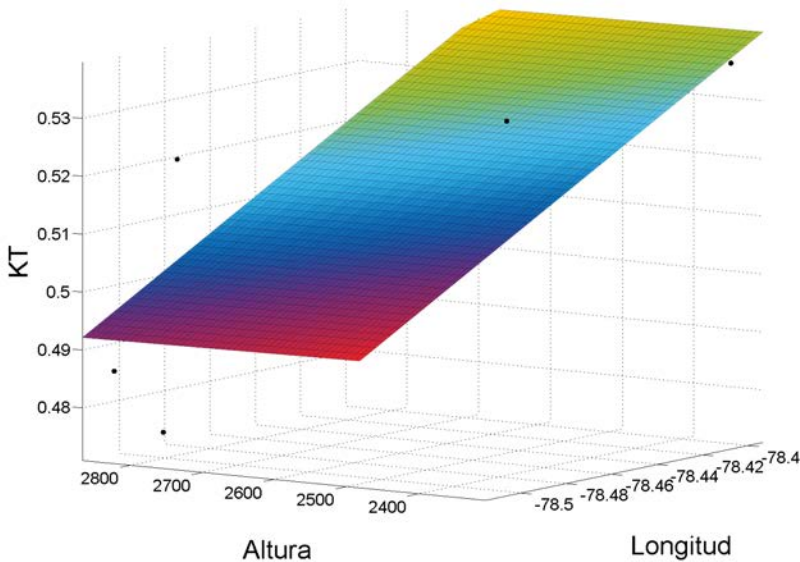
Como último recurso queda realizar la regresión multivariable de primer orden en las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente, la ecuación de ajuste resultante es la (3.4) con un coeficiente de correlación $R^2 = 0.6582$, aquí se evidencia que el coeficiente R^2 es más elevado por lo que quizás pueda ser un modelo adecuado, para la comprobación se recalcula la constante K_T con la ecuación (3.4) en la tabla 3.2 columna “KT SEC.AMBIENTE” (Martínez Bencardino, 2012).

$$K_T = -8.22 - 0,1151 * longitud - 0.0001137 * altura \quad (3.4)$$

En la tabla 3.2 se observa que las constantes K_T para las estaciones de la “Secretaría de Ambiente” se encuentran todas dentro del intervalo aceptable de error por lo que se acepta el modelo catalogándolo como correcto, preciso y realista. La gráfica del modelo resultante acorde a la ecuación (3.4) se puede observar en la figura 3.6.

En este punto hace falta definir que las estaciones de la “Secretaría de Ambiente” se encuentran todas en la ciudad, es decir dentro de la ciudad, y se pone de manifiesto también que su altura está aproximadamente entre los 2 300 y 2 900 metros sobre el nivel del mar, dejando como cuestionamiento la valides del modelo para alturas superiores e inferiores a las antes mencionadas (Secretaría de Ambiente, 2013).

Figura 3.6. Regresión multivariable para estimar la constante de ajuste K_T con las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Joffre Constante.

Con estas anotaciones se finaliza el primer modelo numérico de estimación de la energía solar de manera espacial y temporal en el DMQ.

Resumiendo, para utilizar el modelo se debe poseer la ubicación exacta del lugar de estudio (latitud, longitud y altura), calcular la energía solar extraterrestre (H_0) en el punto con la ecuación (2.2), calcular la constante K_T con el modelo desarrollado en la ecuación (3.4), y por último determinar la energía solar sobre la superficie terrestre (H) con la ecuación (3.1).

Tabla 3.2. Constante de ajuste K_T con su intervalo de error aceptado y constante K_T recalculada por diferentes modelos.

ESTACIÓN	CONSTANTE KT			CONSTANTE KT ESTIMADA		
	KT min	KT Óptimo	KT max	KT TOTAL	KT EPMAPS	KT SEC. AMBIENTE
Maucatambo	0.311	0.327	0.343	0.228	0.266	
Rumihurco	0.236	0.248	0.260	0.343	0.314	
Rumipamba	0.239	0.251	0.263	0.372	0.319	
Bellavista	0.329	0.346	0.363	0.390	0.313	
Yaruqui	0.263	0.277	0.290	0.356	0.287	
San Antonio	0.390	0.410	0.430	0.455	0.326	
Iasa	0.255	0.268	0.281	0.395	0.308	
Mica	0.253	0.265	0.278	0.161	0.236	
Pita	0.271	0.285	0.299	0.330	0.298	
Quijos	0.162	0.171	0.179	0.238	0.229	
Carapungo	0.491	0.516	0.541	0.422		0.507
Cotocollao	0.497	0.522	0.548	0.427		0.497
Belisario	0.451	0.474	0.497	0.419		0.492
El Camal	0.463	0.486	0.510	0.427		0.494
Tumbaco	0.511	0.537	0.563	0.443		0.539
Los Chillos	0.504	0.530	0.556	0.454		0.532

Fuente: Joffre Constante.

3.3 Modelamiento de la energía solar en el DMQ

En los dos subcapítulos anteriores, se desarrolló el primer modelo de estimación de energía solar en el DMQ para generación de energía eléctrica, basándose en el modelo de Angstrom y posteriormente modificado por Page (1964); al ser un modelo que estima la radiación solar global en base únicamente a la ubicación del lugar, y su máxima frecuencia de estimación diaria, sería imposible calcular de manera horaria y exacta la energía solar. Por estos motivos, es necesario desarrollar otro modelo capaz de estimar la radiación solar en base a otras variables de entrada, en este caso la temperatura, aprovechando la ecuación dada por Stefan-Boltzmann (Eisberg, 1983: 710).

• Modelación de radiación solar en base a Stefan-Boltzmann

Stefan-Boltzmann planteó una relación entre la radiación electromagnética emitida por un cuerpo y la temperatura del mismo, partiendo de este hecho lo primero que se debe realizar es construir una matriz con los datos de radiación solar global y temperatura de las 16 estaciones climatológicas con que se cuenta. La validación de la información de radiación solar se realizó al final del segundo capítulo, al igual que la información de temperatura (Eisberg, 1983: 710).

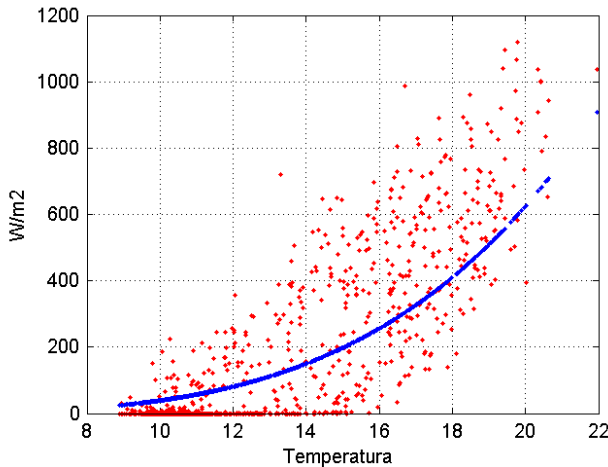
Se cuenta entonces con dos series temporales, una de radiación solar y otra de temperatura, con las cuales se construye una matriz de dos columnas por “n” filas, donde en la primera columna se registra el dato de temperatura y en la segunda columna la radiación solar para la misma fecha, es decir se forman parejas de datos. En el caso de que no exista una pareja de datos por la inexistencia de una de las dos variables en la misma fecha se descarta toda la pareja por el hecho de que no serviría en una regresión. Por último cabe destacar, que la frecuencia de muestreo es diferente a lo largo del vector, lo cual no es inconveniente como en el anterior modelo en el cual la muestra contaba con 365 datos correspondientes a los 365 días del año; en este caso se tiene muestreo cada hora, cada 5 minutos y en ocasiones hasta cada minuto permitiéndonos así tener mayor certeza debido a la cantidad de la muestra. A manera de comparación, se presenta en el Anexo 7 el tamaño del vector de radiación solar y temperatura que se utilizará en el modelo (EPMAPS, 2013)

La relación de Stefan-Boltzmann referente a la radiación solar y su relación con la cuarta potencia de la temperatura se simplifica a la ecuación (2.10) reproducida en esta sección por facilidad como la ecuación (3.5). Para el desarrollo de este modelo se realizó una pequeña modificación, ya que la temperatura no se medirá en grados kelvin sino en grados centígrados, consecuentemente la constante de emisividad del cuerpo Ke ya no se representará en porcentaje (de 0 a 1) sino más bien como factor de corrección (Moreno y J. E. F. Martínez, 2007: 252).

$$H = Ke * \sigma * T^4 \quad (3.5)$$

Encontrar el factor de emisividad o corrección del cuerpo Ke de la ecuación (3.5) para los diferentes lugares del DMQ es el objetivo principal de este modelo, partiendo de esto se procede a graficar los pares de puntos de temperatura y radiación solar en la figura 3.7 donde se puede constatar la relación dada por Stefan-Boltzmann (Moreno y J. E. F. Martínez, 2007: 252).

Figura 3.7. Radiación solar vs temperatura y ecuación de ajuste de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.

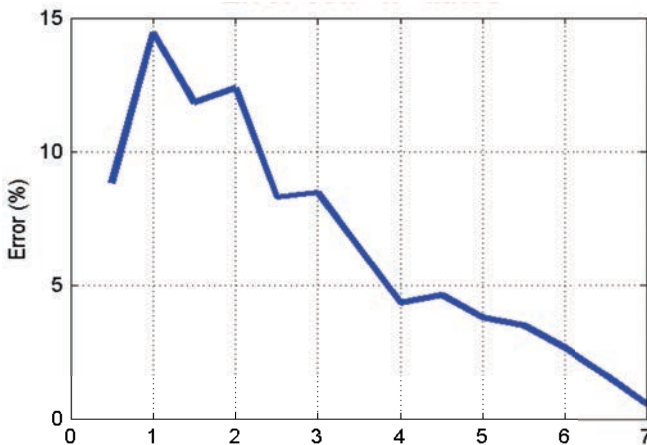


Fuente: Joffre Constante.

El cálculo de Ke para ajustar la relación se fundamentará en el método de los mínimos cuadrados tratando así de minimizar el error de la función; dicho factor de manera más sencilla y cumpliendo los mismos requerimientos se calcula despejando Ke de la ecuación (3.5) y tomando la media aritmética de H y T^4 . Para eso se elaboró un algoritmo en Matlaby su Script se detalla en el Anexo 8, en la tabla 3.3 se presenta el resultado del cálculo del factor de corrección Ke para todas las estaciones climatológicas correspondientes. En la figura 3.7, se presenta la radiación solar y la temperatura de la estación climatológica Belisario de la Secretaría de Ambiente junto con la función resultante calculada en la tabla 3.3 (Moreno y J. E. F. Martínez, 2007: 252).

Es sumamente importante entonces calcular de alguna manera el error cometido en la estimación de la radiación solar; dicho error se entiende mejor si se lo grafica como en la figura 3.8, donde claramente resalta que con el incremento del número de datos “el error tiende a disminuir”; es decir que el modelo es más exacto si se estima la energía en un día que en una hora puntual; lo que es en cierta manera obvio como en cualquier proceso estadístico. Se distingue también que el error finalmente es cercano a cero, ya que la cantidad de datos utilizados en este modelo es sumamente extensa, como se puede apreciar en el Anexo 7 (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

Figura 3.8. Error cometido al estimar la radiación solar en función de la temperatura vs el número de datos considerados.



Fuente: Joffre Constante.

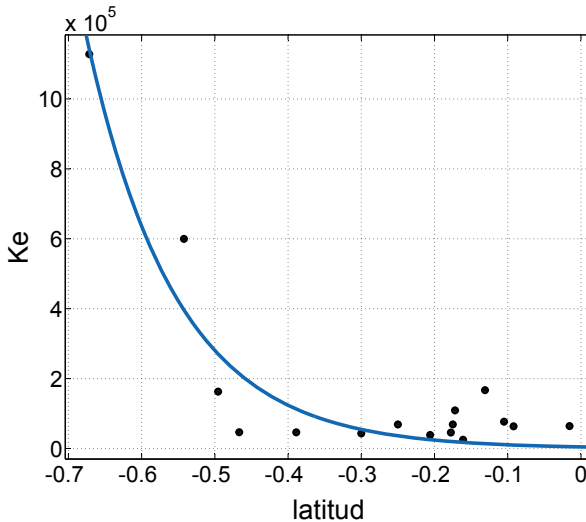
Al igual que en el primer modelo, se tratará entonces de predecir este factor Ke en función de la posición geográfica para las diferentes estaciones disponibles sin olvidar el cumplimiento de dos aspectos muy importantes que son: la exactitud y el realismo, la exactitud referente a no superar el límite de error permitido, 5 %, y el realismo puesto que en ningún punto o sección del dominio la constante Ke puede asumir un valor negativo. Adelantándose un poco se sabe que posteriormente se va a necesitar un intervalo de confianza dentro del cual puede oscilar el factor Ke para el cumplimiento de la exactitud, dicho intervalo se calcula con un algoritmo presentado también en el Anexo 8 y sus resultados se indican en la tabla 3.3.

Por otro lado no se conoce si el factor Ke es dependiente de la latitud, longitud, altura o de una combinación de entre las 3, por lo tanto, basándose en el método de superposición, se empieza por realizar la regresión en función de la latitud teniendo como variable dependiente a Ke , su distribución enseña claramente una tendencia exponencial y su correspondiente ecuación (3.6) con factor de correlación $R^2 = 0.895$ (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

$$Ke = 4682 * e^{-8.186*latitud} \quad (3.6)$$

Dado que el coeficiente de correlación es alto nace la incógnita si la ecuación (3.6) es suficiente para estimar con gran precisión Ke para lo cual se debe recalculer el factor con la ecuación (3.6). Los resultados de dicho cálculo se ofrecen en la tabla 3.3 en la columna Ec. latitud donde se concluye que este valor de correlación no es suficientemente preciso aunque visualmente lo es como se observa en la figura 3.9

Figura 3.9. Gráfica de dispersión de Ke vs latitud.



Fuente: *Joffre Constante.*

Igualmente que con la latitud ahora se toma como variable independiente a la longitud, al graficar su dispersión e intentando poder realizar algún tipo de regresión se concluye que el factor Ke no es dependiente de la longitud, lo cual lo certifica el coeficiente de correlación $R^2 = 0.03$.

Finalmente, se asume como variable independiente a la altura, su gráfica de dispersión se presenta en la figura 3.9 y de la cual se concluye que mantiene una tendencia exponencial. La ecuación característica es la (3.7) con un factor de correlación $R^2 = 0.74$ siendo este a primera vista elevado, pero si comparamos con el factor de correlación que se obtuvo para la latitud el cual es aún mayor y no satisface la exactitud, se puede predecir que este valor de R^2 tampoco lo hará, sin embargo como comprobación se recalculó el factor Ke en función de la ecuación (3.7) en la tabla 3.3 en la columna Ec. Altura (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

$$Ke = 41.02 * e^{0.002522 * altura} \quad (3.7)$$

Basándose en el mayor aporte que brinda la latitud y la altura en la tendencia del factor Ke , se decide utilizar estas dos para obtener así la ecuación (3.7) relativamente extensa y polinomial debido a la tendencia exponencial de cada una de sus variables independientes. El factor de correlación es $R^2 = 0.9946$ el cual es bastante exacto, sin embargo cuando se recalcula el factor Ke con la ecuación (3.8) el error generado sigue siendo mayor a lo permitido, como se puede verificar en la tabla 3.3 en la columna Ec. Total (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

$$Ke = -1.237E06 - 1.05E7 * lat + 632 * alt - 1.11E7 * lat^2 + 5456 * lat * alt - 0.04349 * alt^2 - 7,195E5 * lat^3 + 4413 * lat^2 * alt - 0,4777 * lat * alt^2 \quad (3.8)$$

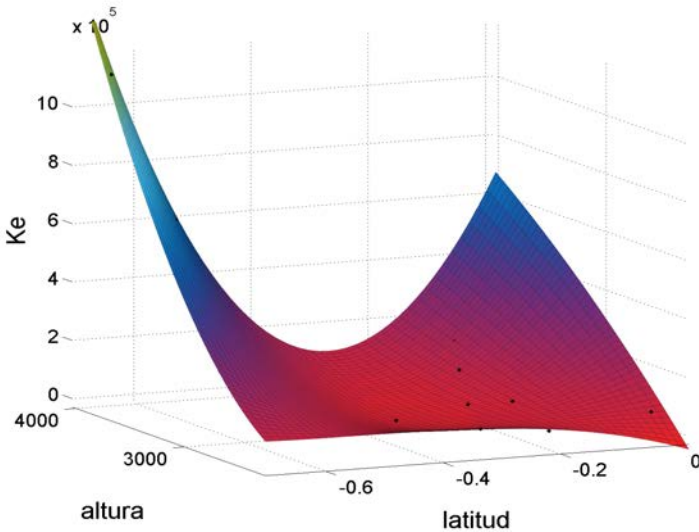
Donde:

lat Latitud

alt Altura

Haciendo un análisis gráfico de la ecuación (3.8) frente a la dispersión de los datos Ke en la figura 3.10, se puede concluir que el modelo es bastante bueno para zonas alejadas a la población y con altura elevada; el error cometido se adjudica a la diferencia de radiación solar medida entre las instituciones de la EPMAPS y la “Secretaría de Ambiente”.

Figura 3.10. Factor Ke en función de la latitud y la altura.



Fuente: Joffre Constante.

Recordando que en el primer modelo se estuvo obligado a realizar un análisis por separado de las estaciones de las EPMAPS y de la Secretaría, se procede a efectuar dicho análisis empezando por las diez estaciones de la EPMAPS, sin olvidar que el modelo debe cumplir los dos aspectos básicos ya mencionados de exactitud y realismo.

Se debe entonces volver a definir cuál de las variables (latitud, longitud y altura) es la que más aporta a un modelo multivariable para obtener el factor de corrección Ke esto puesto que, como ya se hizo referencia anteriormente, las estaciones de las dos instituciones difieren y su ubicación también por el hecho de que el objetivo de cada una es distinto.

Así se empieza por determinar el coeficiente de correlación de una regresión lineal o no lineal simplemente con una variable independiente, para la latitud $R^2 = 0.89$ con tendencia exponencial, para la longitud $R^2 = 0.01$ sin tendencia alguna y por último para la altura $R^2 = 0.71$ con tendencia exponencial. Se sabe que, aunque R^2 de la latitud es relativamente alto, no es suficiente para calcular con exactitud la radiación solar por lo antes desarrollado con las 16 estaciones completas (Walpole, 2007: s.p.).

Se concluye así, que las variables de entrada para el modelo final de la EPMAPS son la latitud y la altura, sin embargo, sea cual sea el grado escogido para el modelo, y aunque alguno de ellos cumplan la exactitud, ninguno cumple el requisito de realismo ya que no en todo su dominio el factor de corrección Ke obtenido es mayor a cero. Por lo tanto este modelo queda totalmente descartado.

Por otro lado, en las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente se procede a realizar un análisis de regresiones para determinar cuál es el mejor modelo de estimación que cumpla con los dos aspectos básicos de exactitud y realismo.

Se empieza entonces por determinar el coeficiente de correlación de una regresión lineal o no lineal simplemente con una variable independiente, para la latitud $R^2 = 0.32$ aunque se aprecia que su tendencia lineal o polinomial es nula, para la longitud $R^2 = 0.68$ con tendencia lineal y por ultimo para la altura $R^2 = 0.92$ con tendencia ampliamente lineal (Walpole, 2007: s.p.).

Se concluye así como las variables de entrada para el modelo final son la longitud y la altura, sin embargo este modelo no es “práctico” puesto que genera valores negativos en algunas secciones de su dominio por lo que se lo define como “erróneo”.

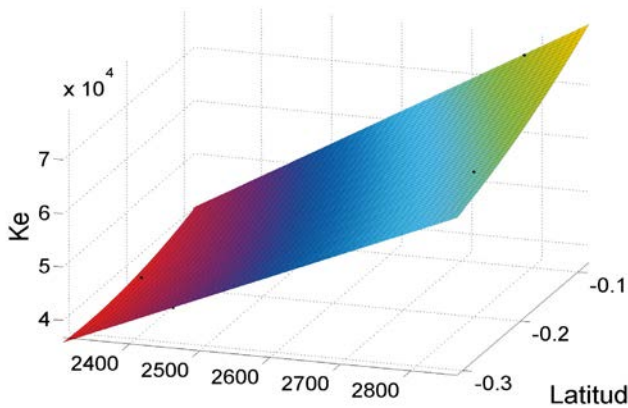
Tomando entonces como antecedente que la variable de latitud es altamente relacionada a la energía solar, se estima Ke en función de la altura y la latitud, el modelo resultante se describe con la ecuación (3.9) y se representa en la figura 3.11, donde se evidencia que este modelo sí cumple los aspectos de exactitud y realismo constatando en su coeficiente de correlación $R^2 = 0.98$. Para comprobar lo antes dicho, en la tabla 3.3 en la columna Ec. Secret se puede observar la constante Ke recalculada con la ecuación (3.9), la cual se encuentra dentro de los límites de confianza para el modelo (Walpole, 2007: s.p.)

$$Ke = -1.41E5 + 80.68 * alt - 1.297E5 * lat + 84.9 * alt * lat + 1.226E5 * lat^2 \quad (3.9)$$

Donde: lat Latitud
 alt Altura

En este punto hace falta evidenciar que las estaciones de la Secretaría de Ambiente se encuentran todas en el sólido, es decir dentro de la ciudad, y se pone de manifiesto también que su altura está aproximadamente entre los 2 300 y 2 900 metros sobre el nivel del mar, dejando como cuestionamiento la valides del modelo para alturas superiores e inferiores a las antes mencionadas (Secretaría de Ambiente, 2013).

Figura 3.11. Regresión multivariable para estimar el factor de corrección Ke con las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Joffre Constante.

Con estas anotaciones se finaliza el segundo modelo numérico de estimación de la energía solar de manera espacial y temporal en el DMQ.

Resumiendo, para utilizar el modelo se debe poseer la ubicación exacta del lugar de estudio (latitud, longitud y altura) y su temperatura, calcular el factor de corrección Ke con la ecuación 3.9 siempre y cuando se encuentre entre los 2 300 y 2 900 metros, caso contrario se puede aproximar, pero con mayor incertidumbre, con la ecuación (3.8), y por último determinar la energía solar (H) sobre la superficie terrestre con la ecuación (3.5) de Stefan- Boltzmann. Cabe notar que la temperatura debe estar definida en grados centígrados para obtener la energía solar (H) en W/m^2 , si la frecuencia es horaria entonces la energía resultante será en Wh/m^2 , si es diaria se debe multiplicar el resultado por 24 horas, no 12 horas, por el hecho de que así se asumió desde el inicio en la investigación.

Tabla 3.3. Constante de ajuste Ke con su intervalo de error aceptado y constante Ke recalculada por diferentes modelos.

ESTACIÓN	CONSTANTE Ke			Ec. Latitud	Ec. Altura	Ec. Total	Ec. Secret
	Ke min	Ke Óptimo	Kemax				
Maucatambo	1 073 300	1 128 000	1 182 700	1 142 100	667 403	1 120 047	
Rumihurco	158 800	166860	174 930	13 689	359 784	171 697	
Rumipamba	103 820	109 100	114 370	19 140	186 753	88 273	
Bellavista	43 542	45 723	47 904	20 052	71 986	58 569	
Yaruqui	23 885	25 080	26 274	17 484	35 349	55 001	
San Antonio	61 070	64 160	67 250	5 319	18 348	39 113	
Iasa	44 087	46 316	48 545	112 908	42 174	24 394	
Mica	570 440	599 520	628 600	396 471	858 850	602 896	
Pita	154 960	162 810	170 660	270 441	196 414	189 740	
Quijos	44 444	46 659	48 873	213 598	37 649	53 665	
Carapungo	60 521	63 561	66 601	9 943	33 610	84 136	65 302
Cotocollao	73 059	76 745	80 431	11 059	47 005	96 986	73 911
Belisario	65 611	68 948	72 285	19 615	52 257	54 779	71 559
El Camal	65 521	68 828	72 135	36 242	52 920	22 381	67 440
Tumbaco	36 769	38 625	40 481	25 281	14 659	49 464	37 718
Los Chillós	41 186	43 248	45 310	54 572	19 941	43 548	43 874

Fuente: *Joffre Constante.*

- **Modelación de radiación solar con reconstrucción de la serie temporal por componentes de Fourier.**

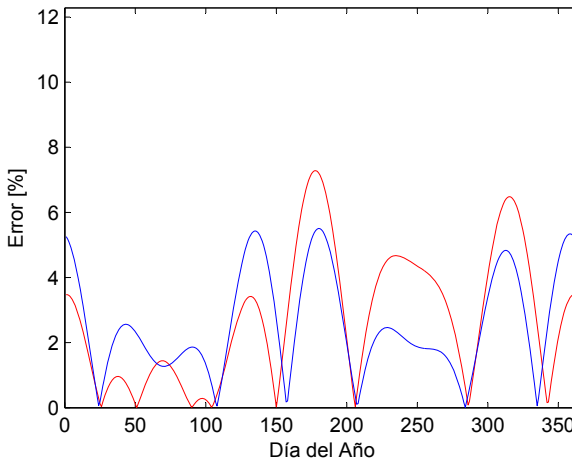
En el primer capítulo se definió la radiación solar extraterrestre con la ecuación (1.4) y su gráfica en la figura 1.6, donde claramente se evidencia que sigue una tendencia sinusoidal de cierta amplitud, fase y frecuencia unitaria anual. Además en este mismo capítulo en el desa-

rollo del primer modelo se realizó un análisis de la amplitud de las componentes de Fourier de la serie temporal de radiación solar en un año promedio, aprovechando dicho análisis en la figura 3.2 se remarca que la magnitud de la primera componente es ampliamente superior a las demás, confirmando así lo expuesto en el estudio de radiación solar extraterrestre.

Teniendo como antecedente también que el error no disminuye anualmente si se incrementa el número de componentes de Fourier con que se reconstruye la señal de radiación solar, el cual fue concluido en la figura 3.3 y tabla 3.1, se abre una interrogante en saber con cuántos componentes será necesario trabajar para cumplir con los aspectos de exactitud y simplicidad (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

Como ya se mencionó el error anual es en general menor al 0.1 % tanto si se utiliza una como “n” componentes, por lo tanto desde este punto de vista bastaría trabajar con la componente fundamental. Para poder constatar aún más este teorema se procede a calcular el error diario cometido al utilizar 1 y 2 componentes como se puede apreciar en la figura 3.12 con línea roja y azul de 1 y 2 componentes respectivamente (S. A. 2008: 602).

Figura 3.12. Error diario cometido con una y dos componentes de reconstrucción para la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Joffre Constante.

Se puede notar como primer aspecto en la figura 3.12 que el error no disminuye considerablemente con la adición de un componente, en un análisis complementario se calculó los componentes necesarias para disminuir considerablemente el error y el resultado no fue viable, puesto que eran demasiadas armónicas como para poder modelar su amplitud y fase. Como segundo aspecto, y muy importante, se tiene que el error en ciertos días puede superar el 5 % admisible en esta investigación, por lo que se define al modelo como un método aconsejable para predecir un conjunto de días, como por ejemplo de forma mensual, y es totalmente aconsejable para predecir la producción anual de una central de generación por el hecho que el error anual es inferior al 0.1 %. En la tabla 3.4 se presenta el error promedio diario de todas las 16 estaciones consideradas, donde en general el error se encuentra por debajo del 5 %.

Cabe destacar algunas anotaciones importantes en cuanto a que la señal original de radiación solar de un año promedio contiene ruido, si se reconstruye la señal con cinco componentes de Fourier, al igual que en el primer modelo, el error con respecto a si se trabaja con el primer componente es mucho menor.

Por todos los fundamentos antes descritos se considera apropiado trabajar con el componente principal y lo que en ingeniería eléctrica se conoce como *Offset* o más apropiadamente ordenada al origen, esta metodología será utilizada en el tercer modelo (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Debido a que se trabajará con la componente fundamental de Fourier que no es más que una onda sinusoidal se necesitará encontrar su amplitud y fase para construirla sin olvidar además el *Offset*. Para realizar esto, para cada una de las 16 estaciones en cuestión se realizó un Script en Matlab, el cual tan solo necesita dos vectores de ingreso, el primero la radiación solar de la estación y el segundo, un vector de tiempo o días del año (1 a 365), también calcula el error encontrado en la tabla 3.4 y el error con una y dos componentes de la figura 3.12 (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Tabla 3.4. *Error diario promedio cometido con una y dos componentes de reconstrucción.*

ESTACIÓN	ERROR DIARIO	
	1 Comp.	2 Comp.
Maucatambo	8.00 %	5.10 %
Rumihurco	2.70 %	2.50 %
Rumipamba	3.10 %	2.70 %
Bellavista	6.50 %	5.00 %
Yaruqui	2.60 %	2.70 %
San Antonio	3.40 %	2.44 %
Iasa	2.50 %	1.90 %
Mica	3.10 %	2.80 %
Pita	7.70 %	4.50 %
Quijos	4.30 %	3.70 %
Carapungo	2.20 %	1.60 %
Cotocollao	2.70 %	2.60 %
Belisario	4.80 %	3.20 %
El Camal	3.50 %	2.80 %
Tumbaco	3.50 %	1.90 %
Los Chillos	2.90 %	1.70 %

Fuente: *Joffre Constante.*

Los resultados de amplitud, fase y offset para cada una de las 16 estaciones se exhiben en la tabla 3.6 de donde brevemente se destaca otra vez la diferencia presentada en la columna Offset entre las estaciones de la EPMAFS y la Secretaría de Ambiente, obligando a pensar que quizás sea necesario también realizar el modelo por separado.

Al igual que en los dos anteriores modelos se tratará entonces de modelar estos 3 elementos (amplitud, fase y *offset*) en función de la posición geográfica de las diferentes estaciones disponibles sin olvidar otra vez el cumplimiento de los dos aspectos muy importantes de exactitud y realismo.

Por otro lado, no se conoce si dichos tres elementos son dependientes de la latitud, longitud, altura o de cualquier combinación de entre las tres; así de manera rápida por los inconvenientes que se generaría si se documenta todo este proceso, en la tabla 3.5 se presenta el coeficiente de correlación R^2 y se remarca la falta de contundencia en los resultados para determinar qué variable seleccionar (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Tabla 3.5. Factor de correlación R^2 entre cada variable.

	Latitud	Longitud	Altura
Amplitud	0.3	0.4	0.25
Fase	0.07	0.29	0.003
Offset	0.19	0.24	0.3

Fuente: *Joffre Constante.*

En este punto no queda otra opción que determinar de manera empírica la mejor combinación de variables a utilizar; así para estimar la Amplitud la mejor correlación presentó la combinación de longitud y altura con $R^2 = 0.61$ y regresión lineal, ya que las ecuaciones no lineales generan muy poco aporte y falta de realismo, la ecuación características es la (3.10) (Walpole, 2007: s.p.).

$$\text{Amplitud} = -1954 - 25.28 * \text{longitud} - 0.004811 * \text{altura} \quad (3.10)$$

La mejor combinación para estimar la Fase se presentó con la longitud y latitud dando un coeficiente de correlación $R^2 = 0.29$ y regresión lineal, las ecuaciones no lineales generaron muy poco aporte y falta de realismo, la ecuación característica es la (3.11) (Walpole, 2007: s.p.).

$$Fase = -214.3 - 0.1218 * latitud - 2.749 * longitud \quad (3.11)$$

Para el *Offset* la mejor correlación presentó la combinación de longitud y altura con $R^2 = 0.5$ y regresión lineal, la ecuación características es la (3.12).

$$Offset = -14230 - 185.5 * longitud - 0.05284 * altura \quad (3.12)$$

Ahora para comprobar si esos coeficientes de correlación bastan para la estimación, se deben recalculan los tres elementos (amplitud, fase y *offset*) con las ecuaciones 3.10, 3.11 y 3.12 presentados en la tabla 3.6 en la columna “16 Estaciones” para finalmente ver que error anual producen comparando con la serie que genera los tres elementos reales. El error obtenido es de subestimación con valor ampliamente superior al aceptable, 18 % (Walpole, 2007: s.p.).

Como ya se había anticipado se debe realizar el mismo proceso anterior de las 16 estaciones pero ahora para las 10 estaciones de la EPMAPS y las 6 de la Secretaría por separado. Empezando por las estaciones de la EPMAPS se puede anticipar que no se encontrarán buenos resultados por las experiencias antes obtenidas, y evidentemente al momento de tratar de encontrar una ecuación que ajuste de manera bastante precisa los 3 elementos fue imposible debido a la gran dispersión que presentan sus datos, dando por descartada esta opción.

Por otro lado, en las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente se procede a realizar el análisis de regresiones para determinar, cuál es el mejor modelo de estimación, empezando por la Amplitud se escoge que sus variables independientes sean la latitud y la altura por su mejor coeficiente de correlación obtenido $R^2 = 0.99$, la ecuación 3.13 es la representativa y se visualiza en la figura (3.13) (Walpole, 2007: s.p.)

$$\text{Amplitud} = -84.96 - 565.6 * \text{lat} + 0.02852 * \text{alt} - 709.5 * \text{lat}^2 + 0,1047 * \text{lat} * \text{alt} \quad (3.13)$$

Donde: *lat* Latitud
 alt Altura

Para la Fase se escoge como variables independientes también a la latitud y altura por su mejor coeficiente de correlación $R^2= 1$, la ecuación resultante es la (3.14) y su grafica la figura 3.13 (Walpole, 2007: s.p.).

$$\text{Fase} = -116.1 - 71.27 * \text{lat} + 0.08626 * \text{alt} - 107.8 * \text{lat}^2 + 0,01042 * \text{lat} * \text{alt} - 0.00001624 * \text{alt}^2 \quad (3.14)$$

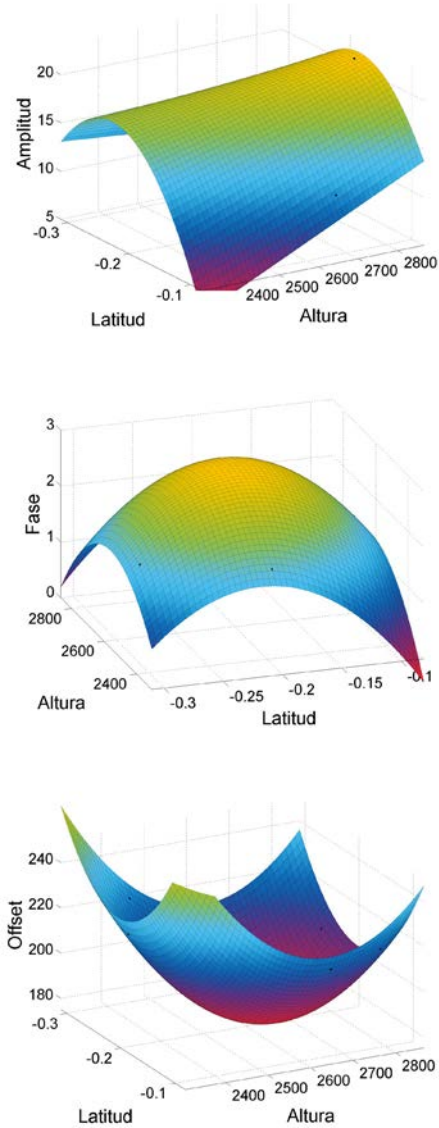
Donde: *lat* Latitud
 alt Altura

Por último las variables de latitud y altura se escogen para estimar el Offset presentando el mayor coeficiente de correlación $R^2= 1$, la ecuación característica es la (3.15) y su grafica la figura 3.13 (Walpole, 2007: s.p.).

$$\text{Offset} = 3774 + 1321 * \text{lat} - 2.623 * \text{alt} + 3041 * \text{lat}^2 - 0.02885 * \text{lat} * \text{alt} + 0.0004955 * \text{alt}^2 \quad (3.15)$$

Donde: *lat* Latitud
 alt Altura

Figura 3.13. Modelo de ajuste para la Amplitud, Fase y Offset respectivamente



Fuente: Joffre Constante.

Ahora para comprobar si estos coeficientes de correlación bastan para la estimación se debe recalculan los tres elementos (amplitud, fase y offset) con las ecuaciones (3.13), (3.14) y (3.15) presentados en la tabla 3.6 en la columna “Est. Secret” para finalmente ver que error anual producen comparando con la serie que genera los tres elementos reales. El error obtenido es sumamente aceptable, 0.42 %, por lo que se acepta el modelo y se lo define como de muy buena estimación.

En este punto hace falta evidenciar que las estaciones de la Secretaría de Ambiente se encuentran todas en el sólido, es decir dentro de la ciudad, y se pone de manifiesto también que su altura está aproximadamente entre los 2 300 y 2 900 metros sobre el nivel del mar, dejando como cuestionamiento la valides del modelo para alturas superiores e inferiores a las antes mencionadas (Secretaría de Ambiente, 2013).

Con estas anotaciones se finaliza el tercer modelo numérico de estimación de la energía solar de manera espacial y temporal en el DMQ.

Tabla 3.6. *Constantes reales y estimadas para el tercer modelo.*

ESTACIÓN	CONSTANTES ORIGINALES			16 Estaciones			Est.Secret		
	Amplitud	Fase	Offset	Amplitud	Fase	Offset	Amplitud	Fase	Offset
Maucatambo	5.50	0.02	136.21	-31.85	4.69	100.45			
Rumihurco	13.53	1.16	103.36	-25.87	5.15	148.65			
Rumipamba	13.80	1.58	104.63	-24.86	5.13	160.64			
Bellavista	12.13	1.49	143.84	-24.77	4.94	167.91			
Yaruqui	15.57	0.98	115.27	-27.37	4.50	153.79			
San Antonio	16.91	0.90	170.84	-22.34	4.90	195.22			
Iasa	10.73	1.04	111.71	-24.97	4.83	170.12			
Mica	2.11	1.83	110.45	-35.43	4.33	72.45			
Pita	19.76	2.19	118.77	-27.23	4.92	142.89			
Quijos	6.23	-0.05	71.04	-34.01	3.82	104.60			
Carapungo	11.58	1.53	214.95	-23.65	4.89	181.41	11.31	1.54	214.05
Cotocollao	15.13	1.37	217.53	-23.03	5.03	183.65	15.56	1.38	216.56
Belisario	21.60	1.92	197.50	-23.41	5.02	180.09	21.20	1.92	196.51
El Camal	18.55	1.57	202.49	-22.93	5.09	183.54	18.76	1.57	201.48
Tumbaco	17.51	1.82	223.70	-23.26	4.77	190.03	17.65	1.83	222.89
Los Chillos	13.87	1.77	220.80	-22.33	4.95	194.71	13.78	1.79	219.93

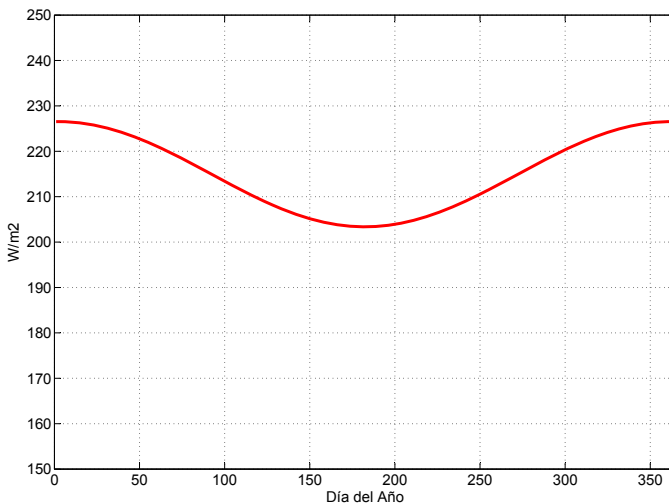
Fuente: *Joffre Constante.*

Resumiendo, para utilizar el modelo se debe poseer la ubicación exacta del lugar de estudio (latitud, longitud y altura), calcular los tres elementos: amplitud, fase y *offset* con las ecuaciones (3.13), (3.14) y (3.15) siempre y cuando se encuentre entre los 2 300 y 2 900 metros; caso contrario se puede aproximar con las ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12), pero con mayor incertidumbre, y por último calcular la radiación solar diaria (H) mediante la ecuación (3.16), si la frecuencia es diaria se debe multiplicar el resultado por 24 horas para obtener la energía, y no 12 horas, por el hecho de que así se asumió desde el inicio de la investigación. En la figura 3.14, se muestra un ejemplo de la radiación solar estimada con este modelo.

$$H = Offset + Amplitud * \text{seno}\left(\frac{n * \pi}{180} + Fase\right) \quad (3.16)$$

Donde: n Día del año (1-365)

Figura 3.14. Modelo # 3 de estimación de la energía solar para la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Joffre Constante.

- **Modelo de ajuste para la información proporcionada por la NASA.**

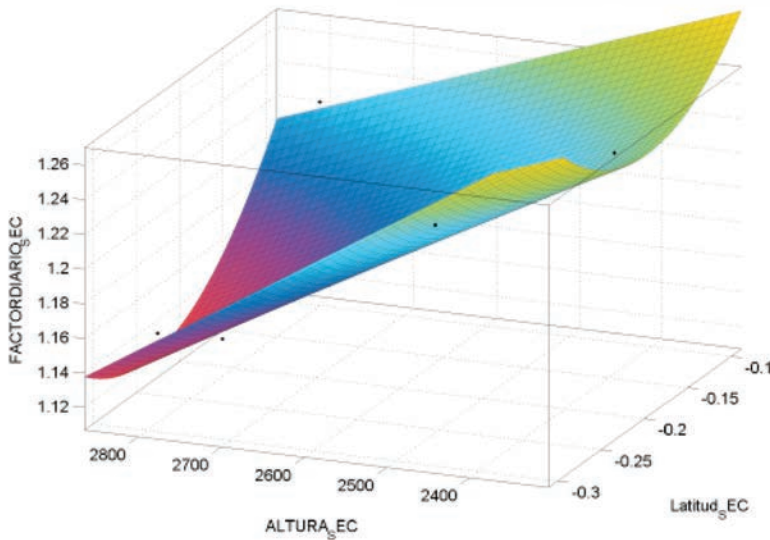
La NASA brinda información mundial de radiación solar a partir de imágenes satelitales las cuales mediante la metodología “Surfacemeteorology and Solar Energy”, SSE, son transformadas a bases de datos las cuales se disponen al público en su página web.

La frecuencia máxima de muestreo disponible al público es diaria, la resolución es de un grado en latitud y de un grado en longitud. Cabe recalcar que un grado de latitud equivale a 110 Km de distancia, lo que hace pensar que en su mayoría el DMQ se encontrará dentro de un pixel de información.

Al comparar la energía solar brindada por la NASA con la información real de radiación solar dentro del DMQ de las 16 estaciones pertinentes, se encontró que la NASA sobreestima la misma, es por esto que se determinó un factor de corrección (K) para cada uno de los puntos de información, y ya que estos eran cambiantes, se los modeló en función de su ubicación geográfica (latitud, longitud, altura). El resultado fue exitoso puesto que se encontró una tendencia la cual se describe por la ecuación 3.17, la figura 3.15 representa la gráfica de la curva y modelo.

$$K = 1.677 + 0.1269 * lat - 0.0001198 * alt + 3.646 * lat^2 + 0.000571 * lat * alt \quad (3.17)$$

Figura 3.15. Regresión multivariable para estimar el factor de corrección



K a partir de información de la NASA.

3.4 Mapa solar del DMQ

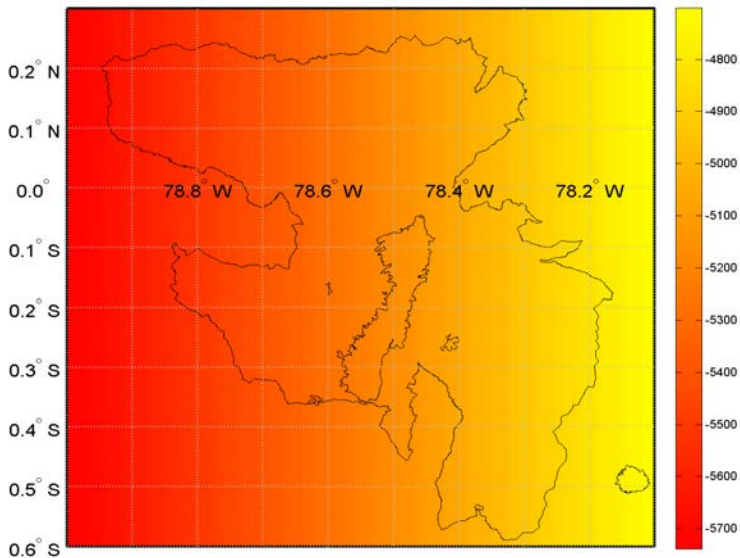
En todas las gráficas siguientes se presentará los mapas de energía solar generados con los modelos antes desarrollados para el Distrito Metropolitano de Quito, así en la figura 3.16 se generó el mapa de energía solar promedio anual del DMQ a una altura de 2 632 m.s.n.m que corresponde a la altura media entre las estaciones de la Secretaría de Ambiente.

Como se concluyó en las secciones anteriores respecto a la validez del modelo más allá del rango entre los 2 300 y 2 900 metros, y recordando además que los estimadores más precisos se basan en las estaciones de la Secretaría de Ambiente las cuales están distribuidas dentro de la ciudad de Quito, se presenta en la figura 3.17, la distribución espacial de la energía solar en Quito a diferentes alturas, 2 300, 2 400, 2 500, 2 600, 2 700, 2 800 y 2 900 m.s.n.m, de donde se puede

observar claramente que a una misma altura la energía solar tiende a aumentar hacia el “Oeste” de la ciudad de Quito, sin embargo esta no es la realidad puesto que la topografía no mantiene una altura constante y al comparar las alturas reales entre diferentes zonas de Quito se aprecia que la energía solar es superior en los valles y cerca de la Mitad del mundo.

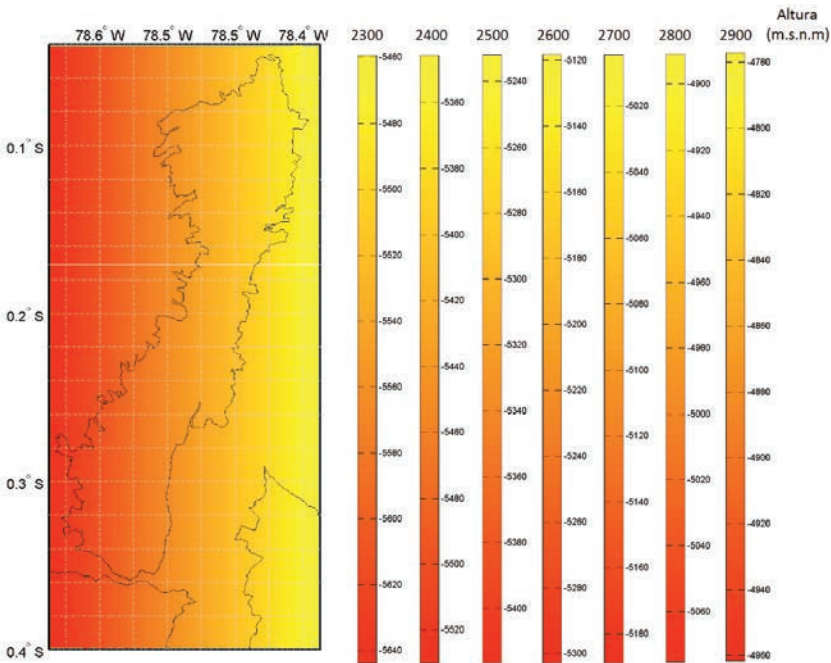
Pensando un poco, se diría que el modelo podría estar arrojando resultados erróneos puesto que no es razonable que la altura sea inversamente proporcional a la energía solar; sin embargo, intentando explicar este fenómeno la única explicación es el cambio de la atmósfera en la ciudad desde hace algunos años, pero por otro lado al comparar con las ecuación (3.2) y (3.3), donde se toman las estaciones de la EPMAPS con alturas mayores y fuera de la ciudad, estas muestran también la relación inversa entre altura y energía solar. Así se concluye que un punto que reafirma la valides del modelo (Secretaría de Ambiente, 2013).

Figura 3.16. *Energía Solar diaria promedio en el DMQ.*



Fuente: *Joffre Constante.*

Figura 3.17. Energía Solar diaria promedio en Quito a diferentes alturas.

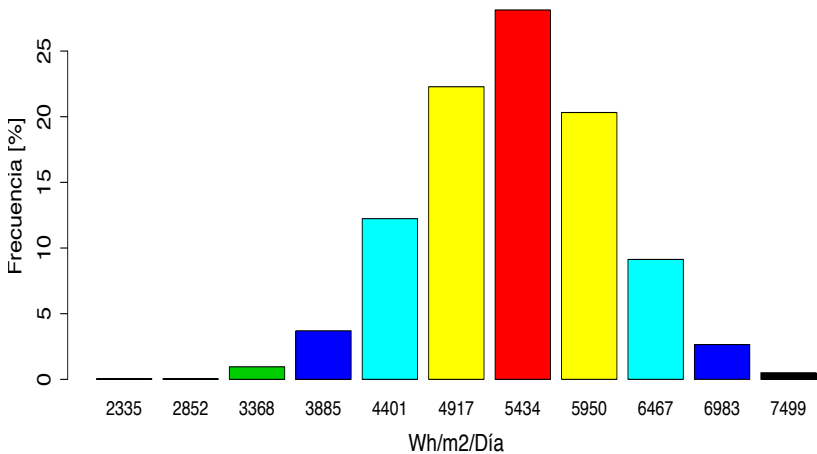


Fuente: Joffre Constante.

En este punto solo hace falta analizar algunas medidas de tendencia central, dispersión y asimetría de la muestra, empezando por la media aritmética esta es igual a $5\,107 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, la desviación estándar $726 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, valor mínimo $2\,335 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, valor máximo $7\,499 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ y un total de valores observados de 2 190 (Secretaría de Ambiente, 2013).

La desviación estándar sería útil si se conoce el tipo de distribución de la energía solar; en la figura 2.11, se demostró que la distribución diaria sigue una tendencia exponencial inversa, sin embargo en este punto por conveniencia es de sumo interés la distribución anual promedio la cual se presenta en la figura 3.18.

Figura 3.18. Histograma de frecuencia de la energía solar promedio anual en el DMQ.

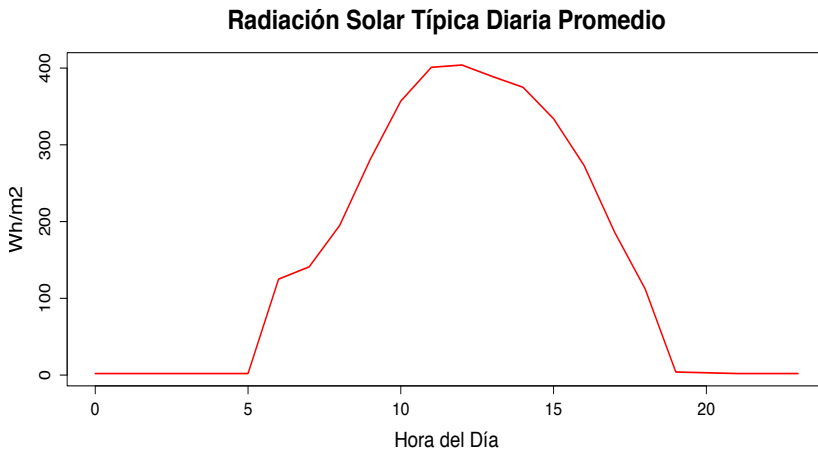


Fuente: Joffre Constante.

Se observa entonces que la distribución de la energía solar es normal de donde se concluye según las propiedades de la misma que con 2 desviaciones estándar se incluiría el 95 % de los datos, así en el rango de entre 4381 y 5833 Wh/m²/día se esperaría que se encuentren los valores de energía solar a lo largo de todo el año en todo el DMQ, sin olvidar también que la exactitud puntual del modelo es del 95 % (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

De manera adicional como complemento, se realiza un estudio del comportamiento típico horario-diario de la energía solar en el DMQ a ver si se puede predecir de alguna forma, si se toma como variable independiente las horas de un día (0 a 23 horas) y como variable independiente la radiación solar promedio, se obtiene una tendencia similar a la mostrada en la figura 3.19, de donde se evidencia que se podría estimar de manera algo precisa con una senoide de media onda (Martínez Bencardino, 2012)

Figura 3.19. Radiación Solar diaria promedio con frecuencia horaria para el DMQ.



Fuente: Joffre Constante.

Calculando el valor diario promedio de la energía solar (H_d) con cualquiera de los cuatro modelos antes desarrollados se puede estimar el comportamiento diario horario (H_h) con la ecuación (3.18), el valor de “ π ” corresponde al valor promedio de una señal sinusoidal de media onda, sin embargo se calculó de manera empírica esta constante específicamente para el comportamiento diario del recurso solar y se obtuvo un valor igual a 2.7, utilizar este valor o “ π ” estaría correcto aunque se cree que es más preciso 2.7.

$$H_h = \begin{cases} 0 - 4 \\ 5 - 19 \\ 20 - 23 \end{cases} \quad H_d * \pi * \text{seno}\left(\frac{(hora-5)*180}{14}\right) \quad (3.18)$$

ANÁLISIS DE LA ENERGÍA SOLAR EN EL PROYECTO FOTOVOLTAICO DEL CENACE

En el presente capítulo se analizará y calculará de manera comparativa algunos indicadores útiles al momento de emprender un proyecto de generación de energía eléctrica con tecnología fotovoltaica entre las tres fuentes de información resultantes del anterior capítulo que son: los datos reales brindados por el CENACE, los datos estimados por el CONELEC y el MODELO # 1, con el objetivo de determinar si la precisión es adecuada, en un proyecto real y definir, finalmente, el modelo como válido. Para cumplir este fin es necesario estimar de manera técnica y económica la producción de la generadora, las pérdidas, la inversión y por último algunos indicadores de recuperación de la inversión.

4.1 Características del proyecto fotovoltaico

La central de generación fotovoltaica del CENACE se encuentra dispuesta en las instalaciones del CENACE, valga la redundancia, ubicada en el sur de la ciudad de Quito en la Panamericana Sur, Km. 17 y medio en el sector de Santa Rosa. El objetivo principal es dotar de ener-

gía limpia y renovable en cierto porcentaje a la red eléctrica de la institución aprovechando la gran dimensión de la terraza de la edificación que podía ser explotada con un proyecto de generación solar.

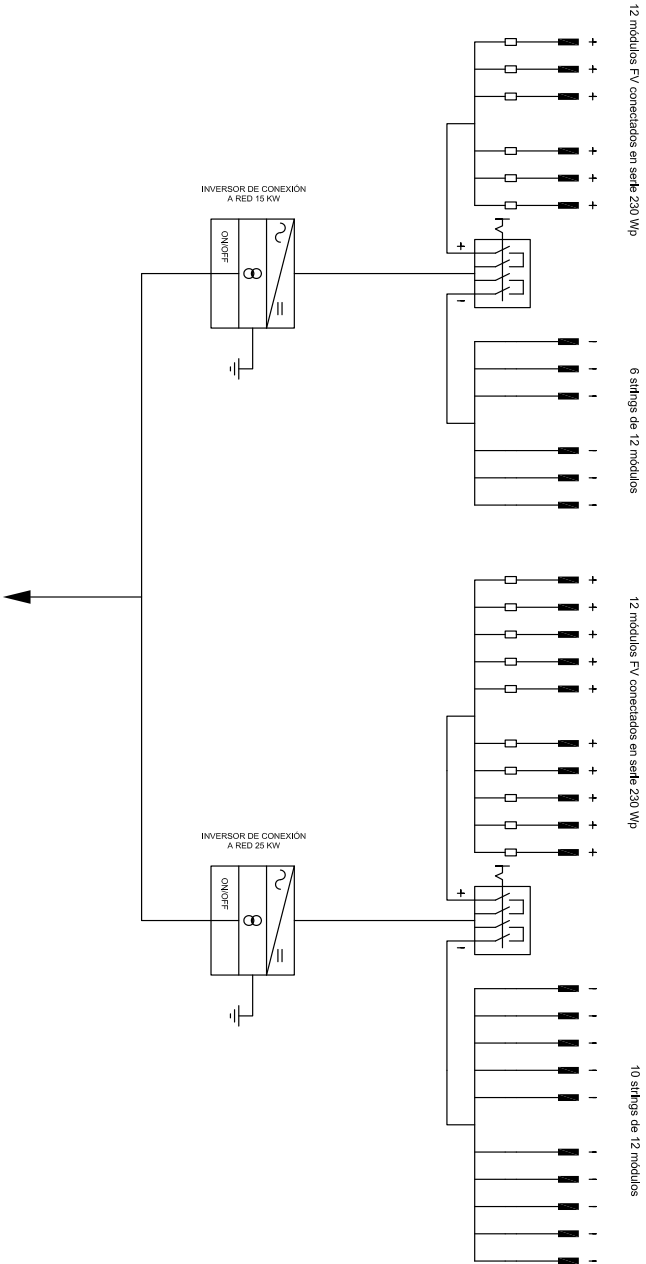
El mejor y más apropiado diseño dio como resultado una potencia nominal de 40KW para lo cual se instalaron dos inversores marca Ingeteam, uno de 25 kW y el otro de 15 kW del modelo Ingecon Sun Smart 25 U y 15 U 208. Al inversor de 15 kW, se le conecta 6 strings de 12 paneles de 230 Wp; y al segundo inversor de 25 kW se instalan 10 *strings* de 12 paneles de 230 Wp, dando una potencia total instalada de 44160 kWp como se lo puede resumir en la tabla 4.1. En la figura 4.1, se puede apreciar el diagrama unifilar de la central (CENACE, 2013).

Tabla 4.1. *Inversores, strings, paneles solares y potencia del proyecto fotovoltaico del CENACE.*

Cantidad de Inversores	Potencia del Inversor [KW]	No. de Paneles de 230 Wp por String	Strings	Cant. Total de Paneles	Potencia Instalada [Wp]
1	15	12	6	72	16 560
2	25	12	10	120	27 600
			Total	192	44 160

Fuente: CENACE.

Figura 4.1. Diagrama unifilar de la central fotovoltaica del CENACE.



Fuente: CENACE.

• Paneles Solares

Los paneles fotovoltaicos son de la marca HJ SolarHengji PV-TechEnergy Co. Ltda, son paneles de silicio policristalino con un rango de +/- 3 % de la potencia especificada.

El techo solar cuenta con paneles de 230Wp a 24 Vdc nominales conectados a los alimentadores comunes que se unen en la caja de empalmes hermética IP65 correspondiente, para luego bajar con el alimentador de cables por la fachada sur de la edificación hasta la pared este del cuarto de baterías donde existe un área apropiada y segura para la instalación de los dos inversores.

Cada uno de los paneles y todo el arreglo fotovoltaico se conectan a tierra; se instalará en la tierra general del edificio en la malla de tierra de la parte exterior del cuarto de baterías. Debe mencionarse que todo el sistema de inversores incorpora protectores de picos, sobretensiones y rayos en el lado de AC y en el de DC. Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como la alterna, están conectadas a una única tierra, la cual es independiente del neutro de la empresa eléctrica, así como de las masas del resto del suministro (CENACE, 2013).

Los paneles están contruidos con un bajo coeficiente de variación del voltaje con la temperatura lo que permite una operación eficiente en condiciones de alta temperatura.

Tiene además características excepcionales de funcionamiento en condiciones de baja iluminación que combinada con una alta sensibilidad a la luz, permite una mayor producción de energía, similares a las que se puede esperar en los sitios del proyecto. En la tabla 4.2, se muestra las características del panel solar HJM230P-20, sin antes mencionar y recordar que las condiciones estándar de testeo son: Irradiancia de $1\ 000\ W/m^2$, espectro AM 1.5 y temperatura de la celda $25^{\circ}C$.

Tabla 4.2. Características Técnicas del panel solar HJM230P-20.

Modelo	HJM230P-20
Pmax	230 W
Tipo de Celda	Silicio Policristalino
No. de celdas	60
Peso	19.5 Kg
Dimensiones	1 646 x 992 x 45 mm
Voltaje Máximo [Vmp]	29.2 V
Corriente Máxima [Imp]	7.88 A
Voc	36.4 V
Isc	8.5 A
Coef. Temp de Isc	0.009 %/°C
Coef. Temp de Voc	- 0.34 %/°C
Coef. Temp de Pmax	- 0.37 %/°C
Temperatura de Operación Normal	45°C
Rendimiento Celda	17 %
Rendimiento del Modulo	14.50 %

Fuente: CENACE.

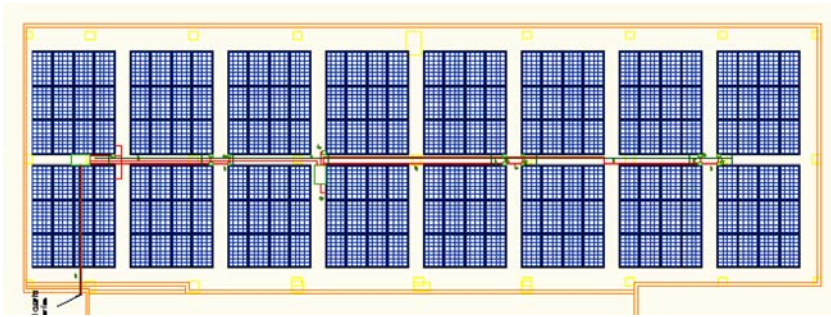
• Estructura de soporte de los paneles

La estructura de soporte de los paneles está montada en el techo de la edificación civil, con perfiles de hierro galvanizado en caliente con 25 años de vida útil. La estructura soporte de módulos resiste las sobrecargas del viento presentes en el CENACE (25 m/s) con los módulos instalados (CENACE, 2013).

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permiten las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

El diseño de la estructura se realizó con la orientación hacia el norte y el ángulo de inclinación de 10 grados, especificado para el generador fotovoltaico, lo que permite la óptima producción energética promedio anual del techo solar, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos. En la figura 4.2, se dispone de la distribución de los 192 paneles en la terraza del CENACE.

Figura 4.2. Disposición de los paneles solares en la terraza del CENACE.



Fuente: CENACE.

• Inversor

Cada inversor cuenta con una carcasa de acero inoxidable ya sea para instalación en interiores o al aire libre, son capaces de soportar temperaturas ambientes extremas, adicionalmente cuenta con un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico. Cada inversor lleva incorporado un data logger interno para un máximo de 3 meses de almacenamiento de datos, que se puede acceder desde un PC remoto o desde la parte frontal del inversor a través de un teclado (CENACE, 2013).

Estos inversores Ingecon[®] Sun Smart han sido diseñados con componentes que ofrecen una vida útil de más de 20 años. Vienen con una garantía estándar de 5 años que opcionalmente se puede ampliar hasta 20 años.

Las características básicas de los inversores son las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionan en isla o modo aislado.
- La máxima eficiencia del inversor de 15 kW es de 95.5 %. La máxima eficiencia del inversor de 25 kW es de 96.1 %.

- El autoconsumo del inversor de 15 kW y de 25 kW es igual en ambos casos 30 W.
- El factor de potencia es lo más cercano a 1 y puede ser ajustable.
- Los inversores tienen un grado de protección IP 65, (NEMA 3R)
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre -20°C a 55°C de temperatura y entre 0 % y 95 % de humedad relativa.
- Los parámetros de funcionamiento propio del inversor tienen una protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (61 y 59 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1.1 y 0.85 pu nominal, respectivamente).

El inversor incorpora protección frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

• Punto de conexión

El punto de conexión a la red está en la BARRA NO ESENCIAL del tablero de distribución principal de modo que el aporte del sistema fotovoltaico no afecte al servicio de las cargas críticas. Esta barra no esencial se secciona de la BARRA ESENCIAL al momento en que entre en operación el grupo electrógeno mediante la acción del disyuntor existente. Así, se consigue evitar la instalación de un tablero de sincronismo y control de carga en el caso de que opere el sistema fotovoltaico (CENACE, 2013).

En el circuito de generación hasta el equipo de medida no se intercala ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

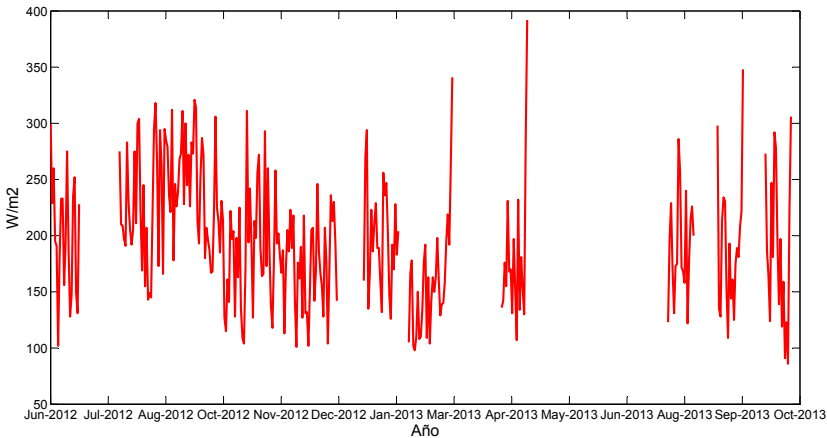
4.2 Estimación temporal de la energía solar

El proyecto de generación fotovoltaica del CENACE está ubicado en coordenadas geográficas a una latitud de - 0.37°, longitud de- 78.54° y una altura aproximada de 3000 m.s.n.m necesarias para estimar la ener-

gía solar incidente por los cuatro modelos desarrollados en la presente investigación y descritos en el capítulo anterior, estos más la información brindada por el CONELEC en su atlas solar con fines de generación eléctrica serán comparados con la radiación incidente real medida por el propio CENACE en sus instalaciones por medio de una celda calibrada (CENACE, 2013).

La información proveniente del CENACE, la cual se asume que es la real en el lugar, presenta una serie temporal desde junio del año 2012 hasta mediados de octubre del 2013, sin embargo existe mucha información faltante, lo cual desencadena falta de confiabilidad en el análisis. Por otro lado, al igual que cuando se validó la información de radiación solar de las instituciones competentes para la modelación, en este caso también hace falta validar los datos provenientes del CENACE con el fin de crear menos incertidumbre en el proceso, así se inicia con el control de calidad de la información, donde básicamente se trata de filtrar las anomalías extremas, valores negativos, filtros: diurno y nocturno obteniendo así los datos como se presentan en la figura 4.3; cabe recalcar que en general la información de radiación solar era correcta (Johnson, I. Miller y J. E. Freund, 2012: 541).

Figura 4.3. Radiación solar medida en el proyecto fotovoltaico del CENACE.



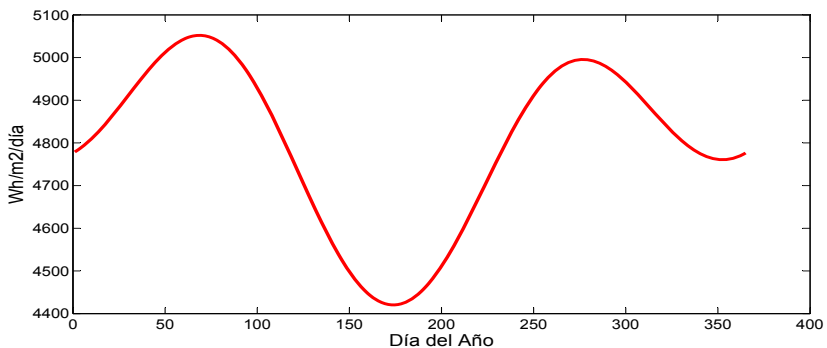
Fuente: CENACE.

Al realizar un análisis del recurso solar en el año 2012 y en el año 2013 se observa un acontecimiento que era de esperarse, y es que en el año 2012 el promedio de radiación solar es de $205 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ y en el 2013 de $182 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ aunque no se tenga la información completa de los años. Esta gran diferencia, alrededor del 20 %, se atribuye a que el año 2012 fue un poco especial en cuanto al clima y por otro lado a la falta de información de un año completo, sin embargo entre ambos periodos se puede estimar la información de un año completo obteniendo un promedio de $198 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ que equivale en energía a $4764 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Empezando entonces a analizar el atlas solar puesto a disposición por el CONELEC se obtiene la energía solar en el lugar en cuestión para todos los meses del año como se aprecia en la tabla 4.3, en promedio anual la energía es de $5\,078 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ lo cual tiene un error del 6.2 %.

En segundo lugar, se estima la energía solar incidente en el proyecto fotovoltaico con el primer modelo desarrollado en el capítulo tercero referente a las ecuaciones dadas por Page y el cálculo de la constante de ajuste por medio de la ecuación (3.4), el resultado de la serie temporal de un año promedio se muestra en la figura 4.4, la serie mensual en la tabla 4.3, la energía solar promedio es de $4796 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ lo que equivale a un error de tan solo el 0.67 % (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

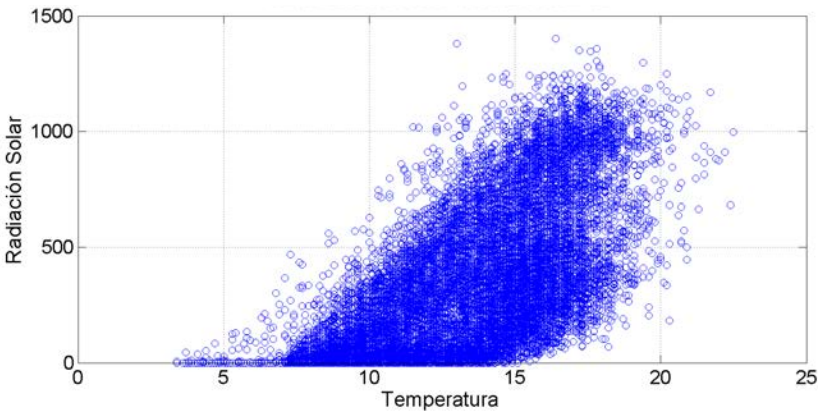
Figura 4.4. Radiación solar estimada según el modelo # 1 para el proyecto fotovoltaico del CENACE.



Fuente: Joffre Constante.

El segundo modelo desarrollado en el capítulo anterior referente a la ley de Stefan- Boltzmann que relaciona la temperatura con la energía electromagnética emitida por un cuerpo fue imposible implementar ya que al generar un gráfico de dispersión, figura 4.5, entre la energía solar y la temperatura de los datos brindados por el CENACE se encontró sorprendentemente que su relación era lineal, lo que evidentemente esta incorrecto e impide ejecutar este modelo ya que de preámbulo se esperaba un error muy elevado (Eisberg, 1983: 710).

Figura 4.5. Temperatura vs Radiación Solar de la central fotovoltaico del CENACE.

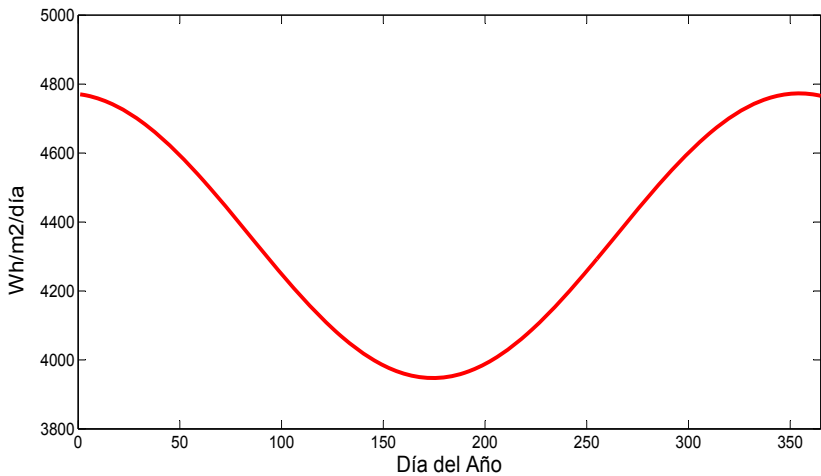


Fuente: CENACE.

Por último se calcula la energía solar en la zona por medio del tercer modelo desarrollado que trata de una onda sinusoidal, donde se modelan los parámetros necesarios para construirla por medio de las ecuaciones (3.13), (3.14) y (3.15); como resultado del análisis de las estaciones de la Secretaría de Ambiente, los datos obtenidos de energía solar son sumamente elevados con respecto al valor real y esto se puede explicar por dos circunstancias: la primera que el modelo con las estaciones de la Secretaría de Ambiente tenía como altura máxima los 2 900 m.s.n.m; la segunda que al analizar la figura 3.13 se evidencia que en los puntos extremos de latitud y altura la curva es no lineal lo que conlleva a generar un valor exagerado.

Ante esta anomalía, se optó por utilizar las ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12) resultantes del análisis con las 16 estaciones climatológicas; así se obtuvo la serie temporal anual, la cual se manifiesta en la figura 4.6, de manera mensual en la tabla 4.3, y con una media aritmética anual de $4\,360 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, lo cual equivale a un error del 9.2 % (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Figura 4.6. Radiación solar estimada según el modelo # 3 para el proyecto fotovoltaico del CENACE.

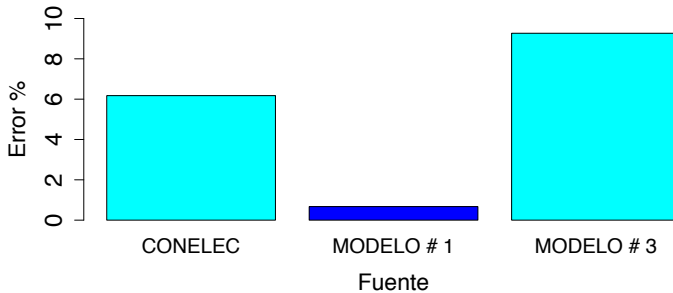


Fuente: Joffre Constante.

En este punto, hace falta realizar un análisis de los resultados, para lo cual se presenta a manera de resumen el error generado por el CONELEC y los dos modelos desarrollados en la figura 4.7. A simple vista se puede concluir que el primer modelo es el más adecuado y preciso, sin embargo hay que recordar que los modelos más exactos se generaron a partir de la información de las 6 estaciones de la “Secretaría de Ambiente” las cuales se encuentran entre el rango de alturas de 2 300 y 2 900 m.s.n.m y en la parte solida de la ciudad de Quito, la central de generación eléctrica del CENACE se encuentra aproximadamente a 3 000 m.s.n.m y en las afueras o límite sur de la ciudad lo que conlleva a poner a prueba los modelos.

El primer modelo, y el más exacto con error inferior al 1 %, se concluye que es válido ampliamente a esta altura y se puede predecir que también en alturas superiores, hay que mencionar que este modelo tiene como variables independientes tanto las coordenadas geográficas, latitud y longitud, como la altura.

Figura 4.7. Comparación de error generado en la estimación de radiación solar en el proyecto fotovoltaico del CENACE.



Fuente: *Joffre Constante.*

El tercer modelo presenta un error de subestimación cercano al 10 % con las ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12), las cuales se utilizaron dado que la altura sobrepasaba los 2 900 m.s.n.m; este porcentaje de error se predijo en el capítulo anterior por la dispersión de datos a estas alturas; el modelo podría predecir mucho mejor en el rango de alturas para el cual se conoce que es válido y dentro de su dominio.

Por último el atlas solar del CONELEC “sobrestima” la energía solar en el orden del 6 % en la zona de proyecto en cuestión (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Por otro lado, se calculó la energía solar por medio de la información brindada por la NASA y posteriormente corregida mediante el modelo que se obtuvo en el anterior capítulo. De manera mensual, se presenta dicha información en la tabla 4.3 (MODELO N° 3) donde claramente se destaca que el error generado es del 1.4 %, ya que este error es el aceptado, se concluye que dicho modelo también estima correctamente la radiación solar y que podría ser útil en lugares fuera de su dominio, quizás aún más extendidos que el modelo N° 1 de Page.

Hay que tomar en cuenta que la radiación solar de manera continua, es decir por ejemplo a una frecuencia de 10 minutos es muy cambiante y oscilante, sin embargo al comparar la media aritmética de manera diaria esta es bastante similar y más aún en periodos mensuales o anuales. La energía solar diaria de un año promedio es la mostrada en la figura 4.4.

Resumiendo, el primero o cuarto modelo hubiera sido sumamente exacto y válido para realizar el estudio técnico y de prefactibilidad del proyecto del CENACE sin necesidad de ubicar una estación climatológica en cuanto a energía solar se refiere, ya que otras variables de temperatura, humedad relativa y velocidad del viento son necesarias para dichos estudios. La estimación del recurso solar por estos modelos podría dar mucha más exactitud al estudio económico, ya que los resultados, por ejemplo de ingresos por venta de energía y el tiempo de recuperación de inversión, serían más exactos. Estos indicadores son extremadamente importantes para el inversionista.

Tabla 4.3. Estimación de la energía solar promedio diaria mensual incidente en el proyecto del CENACE.

MESES	CENACE [Wh/m ² /día]	CONELC [Wh/m ² /día]	MODELO N° 1	MODELO N° 2	MODELO N° 3	MODELO N°4
Enero	4 738	5 013	4 838	-----	4 741	4 698
Febrero	3 390	5 013	4 991	-----	4 614	4 948
Marzo	5 462	5 013	5 036	-----	4 420	5 172
Abril	4 364	4 838	4 876	-----	4 210	4 922
Mayo		4 663	4 609	-----	4 040	4 685
Junio	4 805	4 838	4 439	-----	3 956	4 570
Julio	4 805	5 013	4 494	-----	3 981	4 845
Agosto	5 309	5 363	4 722	-----	4 107	5 061
Septiembre	5 368	5 538	4 937	-----	4 301	4 848
Octubre	4 480	5 013	4 980	-----	4 511	4 813
Noviembre	4 255	5 275	4 869	-----	4 680	4 890
Diciembre	4 330	5 363	4 771	-----	4 764	4 525
PROMEDIO	4 765	5 078	4 797	-----	4 360	4 831
ERROR	0.0 %	6.2 %	0.7 %	-----	-9.3 %	1.4 %

Fuente: Joffre Constante.

4.3 Estimación de producción

Hasta este momento ya se cuenta con la energía solar global incidente en la terraza de la edificación del CENACE de tres fuentes distintas: del CENACE, del CONELEC y según el primer modelo en unidades de W/m^2 promedio al día. Como se desarrolló en el primer capítulo las pérdidas en una central fotovoltaica son varias pasando principalmente por la existente en los paneles fotovoltaicos, el inversor y el cableado, sin olvidarse algo muy importante que es la pérdida de la energía por el ángulo formado entre el rayo del sol y la pendiente del panel solar (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671)

Para calcular la energía diaria incidente en un panel solar refiérase a la ecuación (1.16), para encontrar el ángulo de incidencia a la ecuación (1.16), y para calcular la declinación se procede con la ecuación (1.11) o (1.12). El coseno del ángulo formado entre el vector del rayo solar y la pendiente del panel (10°) representa en cierta manera la eficiencia de la dirección escogida para el arreglo de paneles, es obvio entonces pensar que la eficiencia a medio día será la máxima y por el contrario en las primeras y últimas horas será la mínima, es así como el promedio diario de rendimiento para esta dirección del proyecto del CENACE se estima en 78.4 %. En la tabla 4.4, se presenta la radiación solar promedio incidente en el panel fotovoltaico a una inclinación de 10° comparando las tres fuentes de información (Rújula, 2009: 336).

Tabla 4.4. Radiación solar incidente en el panel solar con un grado de inclinación de 10° en el proyecto del CENACE.

FUENTE	Rad. Solar Incidente Panel (10°) [W/m ²]
CENACE (REAL)	151.4
CONELEC	158.1
MODELO N° 1	149.3

Fuente: Joffre Constante.

Una vez que ya se cuenta con la energía incidente en el panel solar hay que calcular las pérdidas en el mismo; de manera general la hoja de características nos dice que la eficiencia promedio es de 14.5 %, sin embargo la realidad es que esta eficiencia es calculada en condiciones estándar de funcionamiento por lo que habrá que referirse a las curvas tanto de irradiancia vs eficiencia y temperatura vs eficiencia que de forma empírica se representan por las ecuaciones (4.1) y (4.2) respectivamente. Cabe destacar que la temperatura utilizada en la ecuación (4.2) no es la temperatura ambiente sino la temperatura del panel, referida a la ecuación (1.22). En la tabla 4.5, se presenta la energía incidente que se presenta a la salida de los paneles fotovoltaicos igualmente comparando las tres fuentes de información (Rújula, 2009: 336).

$$\text{Potencia} = -9.86 + 0.24 * \text{Rad.Solar} \quad (4.1)$$

$$\text{Eficiencia} = 92 - 0.373 * \text{Temp} \quad (4.2)$$

Donde: Potencia Salida de potencia del panel de 0 a 230 Wp.
 Rad.Solar Radiación solar incidente en el panel en W/m^2 .
 Eficiencia Rendimiento en función de la temperatura en %.
 Temp Temperatura del panel solar en grados centígrados.

Tabla 4.5. Radiación solar a la salida de un panel solar de $1 m^2$ en el proyecto del CENACE.

FUENTE	Rad. Solar a la Salida del Panel Solar [W/m2]
CENACE (REAL)	21.7
CONELEC	23.8
MODELO N° 1	22.0

Fuente: Joffre Constante.

El rendimiento de los inversores de 15 KWp y 25 KWp es de 96.1 % y 94.3 % respectivamente, al conocer que el área de un panel es de $1.63 m^2$ y el número de arreglos y paneles por inversor, se calcula la

potencia de salida promedio anual de cada uno, a lo que se suma una pérdida promedio del 2.5 % en el cableado y demás elementos, ya que el contratista menciona en la memoria técnica que las pérdidas nunca superan el 5 %; es así como en la tabla 4.6 se destaca la potencia promedio anual que estará entregando el inversor a la carga, la potencia media anual de salida de la central fotovoltaica, la producción de energía anual en MWh, el error generado entre las tres fuentes de información y la eficiencia total (Maza, 2011: 314).

Como se puede reiterar el modelo N° 1 es sumamente exacto ya que tan solo presenta un error de subestimación de 1.3 %, por otro lado el atlas solar del CONELEC genera un error de sobreestimación del 8.5 %; con lo que se demuestra nuevamente la validez del modelo desarrollado.

El rendimiento total de una central fotovoltaica es sumamente bajo como se aprecia en la tabla 4.6 con valores cercanos al 10 %, las pérdidas más significativas se generan en el ángulo de inclinación de los paneles lo cual se soluciona en centrales de mayor tamaño con seguidores de sol lo cual permitiría ascender a un rendimiento entre el 12 % y 14 %; pero los verdaderos causantes del bajo rendimiento son los paneles solares y lo cual actualmente por factores tecnológicos no se puede superar, cabe hacer mención que por la baja temperatura que se encuentra en el emplazamiento se ha ganado entre el 1 % y 2 % de rendimiento (S. E. International, 2004: 363).

Tabla 4.6. Potencia de salida media y producción anual de la central fotovoltaica del CENACE.

FUENTE DE INFORMACIÓN	POTENCIA DE SALIDA MEDIA DEL INVERSOR		POTENCIA DE SALIDA TOTAL	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL [Mwh]	ERROR	EFICIENCIA TOTAL
	25 KW [W]	15 KW [W]				
CENACE (Real)	4 017	2 456	6 311.3	55.3	0.0 %	10.14 %
CONELEC	4 392	2 686	6 900.6	60.4	8.5 %	10.41 %
MODELO # 1	4 069	2 488	6 392.5	56.0	1.3 %	10.20 %

Fuente: Joffre Constante.

El error generado de las tres fuentes de información acorde al rendimiento total del sistema es muy similar: todas alrededor del 10.5 % y con error menor al 3 %.

4.4 Cálculo de indicadores de evaluación

En este apartado se realizará un estudio económico de manera muy general y simple sobre el proyecto del CENACE; se demostrará si existe un gran error generado entre las tres fuentes de información, que podría perjudicar la decisión del inversionista en el supuesto que los fines de la misma sea vender la energía al SNI para generar beneficios económicos. Por otro lado, se predecirán algunos indicadores de evaluación del comportamiento de esta central solar (Rújula, 2009: 336).

En el proceso de análisis hace falta recordar algunos datos importantes mencionados teniendo principalmente como fuente las regulaciones y leyes referentes a centrales fotovoltaicas y algunos parámetros de la generadora los cuales se mencionan a continuación (CONELEC, 2013):

- La potencia nominal de la central fotovoltaica es de 44.16 KWp.
- La vida útil de una central fotovoltaica es de 20 años.
- La tarifa para la generación fotovoltaica es de 0.4003 centavos de dólar el KWh entregado al punto de conexión.
- La vigencia de dicha tarifa es de 15 años.
- Las centrales de generación con energías renovables serán despachadas preferentemente hasta el 6 % de la demanda instalada.
- El costo aproximado de construcción de una central con tecnología fotovoltaica está entre 2 y 3 millones de dólares el MW.
- El costo pagado por una institución pública por un KWh en baja tensión es de 0.084 centavos de dólar.
- El costo pagado por una institución pública por un KWh en media tensión es de 0.058 centavos de dólar.
- La inflación en los dos últimos años tiene un valor máximo de 6.12 % y mínimo de 1.71 %.

Con todos los datos antes mencionados se puede empezar un pequeño análisis económico, tomando como costo de instalación 2 500

USD por KWp nominal la inversión sería de 110 400 dólares americanos, suponiendo que dicho capital lo posee en su totalidad el inversionista; este no debería preocuparse por el pago de anualidades a una tasa de interés con una entidad bancaria; sin embargo sí hay que tener en cuenta la tasa de inflación del país que se la asumirá en 3 % generando así hipotéticamente anualidades y mensualidades descritas en la tabla 4.7, a más de un costo referente en dólares de un KW mes cercano a los 14 dólares (Montoya, 2011: 306).

Tabla 4.7. Costos fijos de inversión para la central fotovoltaica del CENACE.

Costos Fijos Inversión	Valor
Años (vida útil)	20
Potencia (KWp)	44.16
Costos de Instalación (USD / kWp)	2 500
Inversión (USD)	110 400
Tasa (%)	3
Anualidad (USD)	7 420.61
Mensualidad (USD)	612.28
USD / kW mes	13.86

Fuente: *Joffre Constante.*

Es importante encontrar la tasa de interés a la cual el Kw no sobrepase los 40.03 centavos de dólar asignados, dicha tasa esta alrededor del 13 % lo que permite concluir que no sería factible emprender dicho proyecto con un préstamo en una entidad bancaria ya que sus intereses son mayores (Montoya, 2011: 306).

Los gastos incurridos en administración, operación y mantenimiento (AOyM) se conocen que son reducidos al menos para los dos últimos por lo que empíricamente, y no muy lejos de la realidad, se le asignará un valor de aproximadamente 4 000 dólares. Hay que enfatizar que este costo es elevado en cuanto al porcentaje en función de la potencia de la central ya que en centrales de mayor potencia el porcentaje llega a ser algo reducido (CONELEC, 2013).

En el subcapítulo anterior, se estimó la energía anual entregada por la central según los tres frentes de información (ver tabla 4.6) con lo cual se procede a calcular la producción anual en dólares y el factor de planta con la ecuación (1.26). Por otro lado, se calculan los ingresos y egresos anuales que generará la planta con valores similares a 22 mil y 11 mil dólares respectivamente, la ganancia es entonces de aproximadamente 11 mil dólares. Todo lo antes mencionado se presenta exactamente en la tabla 4.8 más el error generado por cada una (Montoya, 2011: 306).

Tabla 4.8. Ingresos y egresos reales y estimados de la central fotovoltaica del CENACE.

	CENACE	CONELEC	MODELO N° 1
Costos AOyM			
Administración	\$2 208.00	\$2 208.00	\$2 208.00
OyM	\$1 324.80	\$1 324.80	\$1 324.80
Total AOyM Fijos / año	\$3 532.80	\$3 532.80	\$3 532.80
Total AOyM Fijos / mensual	\$294.40	\$294.40	\$294.40
USD / kW mes	\$6.67	\$6.67	\$6.67
Características operativas			
Factor de planta (pu)	0.143	0.156	0.145
CVP (cUSD/kWh)	40.03	40.03	40.03
Producción anual (kWh)	55 318.3	60 449.1	55 998.7
Ingresos y Egresos			
Egresos anuales cargo fijo (USD)	\$10 953.40	\$10 953.40	\$10 953.40
Ingresos anuales cargo variable(USD)	\$22 143.94	\$24 197.78	\$22 416.29
Ganancia Anual	\$11 190.54	\$13 244.38	\$11 462.89
Error	0.00 %	15.51 %	2.38 %

Fuente: Joffre Constante.

Finalmente, se calcula el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) estimado según los tres frentes respectivamente, más el error en que se incurriría al presentar dichos indicadores al inversionista. El VAN es casi el 100 % de la inversión inicial, es decir que al cabo de los 20 años la ganancia será de aproximadamente 110 mil dólares, 5.5 mil dólares al año, la TIR es de 7.9 %, los datos exactos y la comparación se presenta en la tabla 4.9 (Montoya, 2011: 306).

Tabla 4.9. VAN y TIR, real y estimado de la central fotovoltaica del CENACE.

	VAN	TIR
CENACE	\$113 410	7.9 %
CONELC	\$154 487	10.3 %
MODELO N° 1	\$118 857	8.3 %

Fuente: Joffre Constante.

Por último se calcula los indicadores de evaluación de una central fotovoltaica que son: el Índice de producción final del sistema (Y_f), Índice de producción de Referencia (Y_r), y el Performance Ratio (PR) por las ecuaciones (1.24), (1.25) y (1.26) según los tres frentes de información en la tabla 4.10 (Rújula, 2009: 336).

Tabla 4.10. Indicadores de evaluación de la central fotovoltaica del CENACE.

	Y_f [horas año]	Y_r [horas día]	PR
CENACE	1 253	3.63	0.94
CONELC	1 369	3.79	0.99
MODELO N°1	1 268	3.58	0.97

Fuente: Joffre Constante.

En sí, como se puede observar el Performance Ratio adquiere valores muy cercanos a la unidad lo que demuestra el buen dimensionamiento y diseño de la planta del CENACE y sobresa que el DMQ es un lugar sumamente apropiado y beneficioso para emprender proyectos de generación fotovoltaica en comparación con otros sitios del mundo alejados a la línea ecuatorial que presentan PR en promedio de 0.8 (Rújula, 2009: 336).

CONCLUSIONES

En el desarrollo de la investigación, se obtuvieron cuatro modelos capaces de estimar la energía solar global incidente en una superficie, el primero partiendo de la energía solar extraterrestre a lo largo de un año por la ecuación (2.2), luego calcular una constante K_T la cual engloba todas las pérdidas que se realizan en la atmósfera o por cualquier otro tipo de conversión de energía hasta llegar a la superficie terrestre y todas las ganancias que se pueden dar por la refracción de elementos propios de la geografía mediante la ecuación (3.4), mediante las coordenadas geográficas y la altura del emplazamiento en cuestión. Finalmente, se utiliza la ecuación (3.1) para determinar la energía solar resultante la cual se puede utilizar ya en un estudio técnico y económico para emprendimiento de proyectos fotovoltaicos.

El modelo N° 2 parte de la relación de Stefan-Boltzmann estima la energía solar a partir de datos climatológicos de temperatura y de una constante de ajuste o de emisividad la cual se intenta predecir en función de las coordenadas del lugar ya que es cambiante con la geografía. Es así como lo primero que se debe obtener son los datos de temperatura y la posición exacta del emplazamiento (latitud, longitud y altura); luego calcular la constante de emisividad mediante la ecuación (3.8) o (3.9) para finalmente obtener la energía solar sobre la superficie por la ecuación (3.5).

El tercer modelo se fundamenta en predecir la energía solar de manera temporal a lo largo de un año promedio mediante una reconstrucción de las componentes armónicas de la señal y luego generalizar para todo el DMQ, sin embargo como se demostró que basta con el componente fundamental para predecir de manera bastante exacta la tendencia del proceso se facilitó y se inmiscuyó en modelar una onda sinusoidal a partir de sus elementos que son la amplitud, la fase y el *Offset*. Para predecir estos tres elementos, se optó por modelarlos a partir de la ubicación del lugar mediante las ecuaciones (3.13), (3.14) y (3.15)

para alturas entre los 2 300 y 2 900 metros y las ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12) para alturas superiores o inferiores, pero conociendo de antemano, que se encontrará mayor incertidumbre. Por último, se debe calcular la radiación solar diaria incidente en la región mediante la ecuación 3.16.

Al realizar la comparación de estimatorios en el proyecto fotovoltaico del CENACE se observó algo que evidentemente se esperaba, y es que la explotación de la energía solar todavía presenta ciertos inconvenientes, ya que la eficiencia es relativamente baja con respecto a otras tecnologías, sin embargo desde otros aspectos como el medioambiental, de confiabilidad, de descentralización y de cambio en la matriz energética del país puede ser sumamente apropiado. La eficiencia resultante se encuentra alrededor del 10 %; esto puesto que se ha ganado quizás entre 1 o 2 unidades por la baja temperatura del lugar, el problema pasa claramente por el límite tecnológico de los paneles fotovoltaicos.

La comparación entre los cuatro modelos, más el publicado en el atlas solar por parte del CONELEC arrojan resultados no tan alejados a la realidad. El modelo N° 1 es el que evidentemente sobresale por su exactitud, ya que permite estimar la producción de la central, los ingresos generados y el tiempo de retorno de inversión con suma confiabilidad como para que un inversionista pueda tomar decisiones. El atlas solar del CONELEC genera error del 6 % lo cual llevado a dinero y tiempo pronostica una tasa de retorno superior a la verdadera.

Finalmente, algo complementario pero muy importante fue realizar el estudio de la distribución de la energía solar anual promedio ya que demostró que en los últimos trece años, desde el 2000, la energía solar incidente no se ha incrementado como muchos lo pensaban, debido a la destrucción de la capa de ozono o calentamiento global; esto se puede atribuir a que la luz ultravioleta está presente en menor cantidad en el espectro solar.

RECOMENDACIONES

Los cuatro modelos desarrollados se fundamentaron en las estaciones climatológicas de la “Secretaría de Ambiente” por cuestiones de exactitud, dado que estas se encuentran dentro de la ciudad de Quito y en alturas entre los 2 300 y 2 900 m.s.n.m se recomienda utilizar los modelos dentro de estos rangos, por otro lado, la refracción del concreto de calles y edificios pudiera aumentar la medida por lo que no se conoce la validez del modelo en zonas despobladas o llenas de vegetación.

En el caso de ser necesario ubicarse fuera de estos límites se recomienda el modelo N° 1 ya que fue probado en el proyecto fotovoltaico del CENACE y generó error inferior al 1 % por lo que se cree que su validez se extiende en un dominio mayor al indicado, quizás se lo podría poner a prueba en futuras centrales fotovoltaicas con el fin de determinar el dominio exacto hasta que genere un error no mayor al 5 %.

El modelo N° 2 también se cree que podría extenderse más allá de su dominio aunque no se conoce cuanto; esto fundamentado en que las ecuaciones de predicción encontradas son lineales y no generará predicciones muy exorbitantes en los puntos extremos.

El modelo N° 3 si se cree que es válido solo dentro de sus límites como se demostró en el proyecto del CENACE debido a la no linealidad de sus ecuaciones, se puede predecir que entre más central sea la ubicación en la ciudad de Quito mejor será la predicción y todo lo contrario en los puntos extremos donde alcanzará un error del 5 %.

Se aclara también que la radiación solar promedio diaria utilizada en toda la investigación es la media aritmética de las 24 horas del día; es por esto que los resultados bastarán con multiplicar por las horas totales de un periodo sin importar las horas que verdaderamente incide el sol en la superficie.

Finalmente, se podría insertar todas las ecuaciones desarrolladas en un *software* que no solo pronostique el recurso solar, sino que disponga de herramientas acordes a centrales fotovoltaicas o termosolares, para pronosticar entre otras cosas la producción energética y algunos indicadores económicos de operación de manera automática.

BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS TEXTUALES

- Maza, M. Á. S. (2011) *Energía solar fotovoltaica*. S.C. Limusa.
- F. Vanek, F., Albright, L. and Angenent, L. (2012). *Energy Systems Engineering: Evaluation and Implementation, Second Edition*. McGraw Hill Professional.
- Rújula, Á. A. B. (2009). *Sistemas fotovoltaicos*. España: Prensas Universitarias de Zaragoza.
- Duffie, J. A. and Beckman, W. A. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Estados Unidos de Norte América: Wiley.
- Kalogirou, S. (2009). *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Estados Unidos de Norte América: Elsevier/Academic Press.
- Goswami, D. Y. and Kreider, J. F. (2000). *Principles of Solar Engineering*. London: Taylor & Francis.
- Daniels, F. (2010). *Direct Use of the Sun's Energy*. Estados Unidos de Norte América: Ishi Press International.
- Viejo, M. (2010) *Energías eléctricas y renovables / Power and renewable energies: Turbinas Y Plantas Generadoras. Proyecto Hidroeléctrico La Yesca / Turbines and Power Plants. Hydroelectric Project La Yesca*. México: Editorial Limusa S.A. De C.V.
- Eisberg, R. M. (1983) *Fundamentos de Física Moderna*. México: Editorial Limusa S.A. De C.V.
- Moreno, N. E. F and Martínez, J. E. F. (2007) *Física Moderna Edición Revisada*. México: Pearson Educación.
- Hsu, H. P. Hsu and Mehra, R. (1998). *Análisis de Fourier*. México: Pearson Educación.
- ..., (2008) *ECUACIONES DIFERENCIALES*. McGraw-Hill Interamericana de España S.L.
- Mendenhall, W. Beaver, R. J. Beaver, B. M. and Sánchez Fragoso, F. (2008). *Introducción a la probabilidad y estadística*. Mexico, D.F.: Cengage learning.
- Walpole, R. E. (2007). *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*. México: Pearson Educación.

- Kreyszig, E. and Pérez Castellanos, J. H. (2000). *Matemáticas avanzadas para ingeniería. 1 I*. México: Limusa.
- Johnson, R. Miller, A. I. and Freund, J. E. (2012). *Probabilidad y estadística para ingenieros*. México: Pearson.
- Montoya, D. G. (2011). *Ingeniería económica práctica*. Ecoe Ediciones.
- Patel, M. R. (2006). *Wind and solar power systems: design, analysis, and operation*. Boca Raton, Estados Unidos de Norte América: FL: Taylor & Francis.
- S. E. International (2004). *Photovoltaics Design And Installation Manual: Renewable Energy Education for a Sustainable Future*. Canadá: New Society Publishers.

REFERENCIAS ELECTRÓNICAS

- “SCOOOL Definiciones” [Online]. Available: <http://science-edu.larc.nasa.gov/SCOOOL/Spanish/definitions-sp.html>. [Accessed: 06-Jun-2013].
- “Solar Spectrum, Variability, and Atmospheric Absorption-NASA Science.” [Online]. Available: <http://science1.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/images/sunbathing/sunspectrum/>. [Accessed: 04-Jun-2013].
- “EPMAPS-Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento” [Online]. Available: <http://www.emaapq.gob.ec/>. [Accessed: 14-Jun-2013]. (EPMAPS, 2013)
- “Sensores Radiacion Solar - Geonica, S.A.” [Online]. Available: <http://www.geonica.com/Sensores-Radiacion-Solar.html>. [Accessed: 14-Jun-2013].
- “Bienvenidos al Inamhi” [Online]. Available: <http://www.inamhi.gob.ec/>. [Accessed: 14-Jun-2013].
- “Secretaría de Ambiente” [Online]. Available: <http://www.quitoambiente.gob.ec/>. [Accessed: 19-Aug-2013].
- “LOTAIP” [Online]. Available: <http://informaciontransparente.wordpress.com/lotaip/>. [Accessed: 10-Nov-2013].
- “LI-200 Pyranometer | LI-COR Environmental.” [Online]. Available: <http://www.licor.com/env/products/light/pyranometers/>. [Accessed: 10-Nov-2013].
- “CMP 3 second class pyranometer - Kipp & Zonen.” [Online]. Available: http://www.kippzonen.com/Product/11/CMP-3-Pyranometer#_Un_lgz9C7AN. [Accessed: 10-Nov-2013].
- “TERMOSOLAR: PLANTAS TERMOSOLARES” [Online]. Available: <http://www.termosolar.renovetec.com/>. [Accessed: 19-Jun-2013].

- “Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC” [Online]. Available: <http://www.conelec.gob.ec/>. [Accessed: 01-Jul-2013].
- “doc_10239_MAPA_CENTRALES_DE_GENERACION_RENOVABLE_NO_CONVENCIONAL.pdf” [Online]. Available: http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10239_MAPA_CENTRALES_DE_GENERACION_RENOVABLE_NO_CONVENCIONAL.pdf. [Accessed: 01-Jul-2013].
- “Layout 1-Atlas.pdf” [Online]. Available: http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf. [Accessed: 01-Jul-2013].
- “Wavelets-E-Prints Complutense” [Online]. Available: <http://eprints.ucm.es/16705/>. [Accessed: 11-Nov-2013].
- Martínez Bencardino, C. and C. e-libro, “Estadística y muestreo,” 2012. [Online]. Available: <http://site.ebrary.com/id/10560355>. [Accessed: 23-Aug-2013].
- “National Instruments Latinoamérica” [Online]. Available: <http://latam.ni.com/>. [Accessed: 11-Nov-2013].
- “CENACE” [Online]. Available: <http://www.cenace.org.ec/>. [Accessed: 11-Nov-2013].

Anexo 1

A continuación, se presenta el oficio contestación por parte de la EPMAPS en la cual entrega datos de radiación solar y temperatura de sus estaciones climatológicas.



Empresa Pública
Metropolitana
de Agua Potable
y Saneamiento

Oficio n°. EPMAPS-GO-2013-188

Quito, 2013 AGO. 15

Asunto: Entrega de información de estaciones climatológicas

Sr.
Joffre Remigio Constante Segura
Ciudad

Adjunto al presente sÍrvase encontrar el memorando n°. EPMAPS-GOA-2013-1178, mediante el cual el Jefe del Departamento de Captaciones y Conducciones, da atenci3n a su pedido referente a los datos de Radiaci3n Solar y Temperatura de las Estaciones Climatol3gicas que posee la EPMAPS.

Atentamente,

Fernando Peñaherrera Navas
GERENTE DE OPERACIONES
Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento



Empresa Pública
Metropolitana
de Agua Potable
y Saneamiento

Memorando n°EPMAPS-GOA-2013-1178

Quito DM, 13 de agosto del 2013

PARA: Ing. Fernando Peñaherrera Navas
Gerente de Operaciones

ASUNTO: Entrega de información de estaciones climatológicas

En atención a la solicitud del Sr. Joffre Remigio Constante Segura, quien mediante Formulario de Solicitud de Acceso a la Información Pública, pide se le facilite datos de Radiación Solar y Temperatura de las Estaciones Climatológicas de la EPMAPS; por medio del presente cumples informarle que dicha información existe sin procesarla, desde el año 2000 a la fecha, y, que el mencionado señor debe acercarse personalmente a las oficinas de Captaciones y Conducciones (Hidrología) ubicadas en el tercer piso de la Planta de Tratamiento de Bellavista, donde personal técnico entregará la información, de las siguientes Estaciones Climatológicas:

- C 1 Maucatumbo
- C 2 Rumihurco
- C 4 Rumipamba
- C 5 Bellavista
- C 6 Yaruqui
- C 7 San Antonio
- C8 Iasa
- C 10 La Mica
- C 11 Pita
- C 12 Quijos

Atentamente,

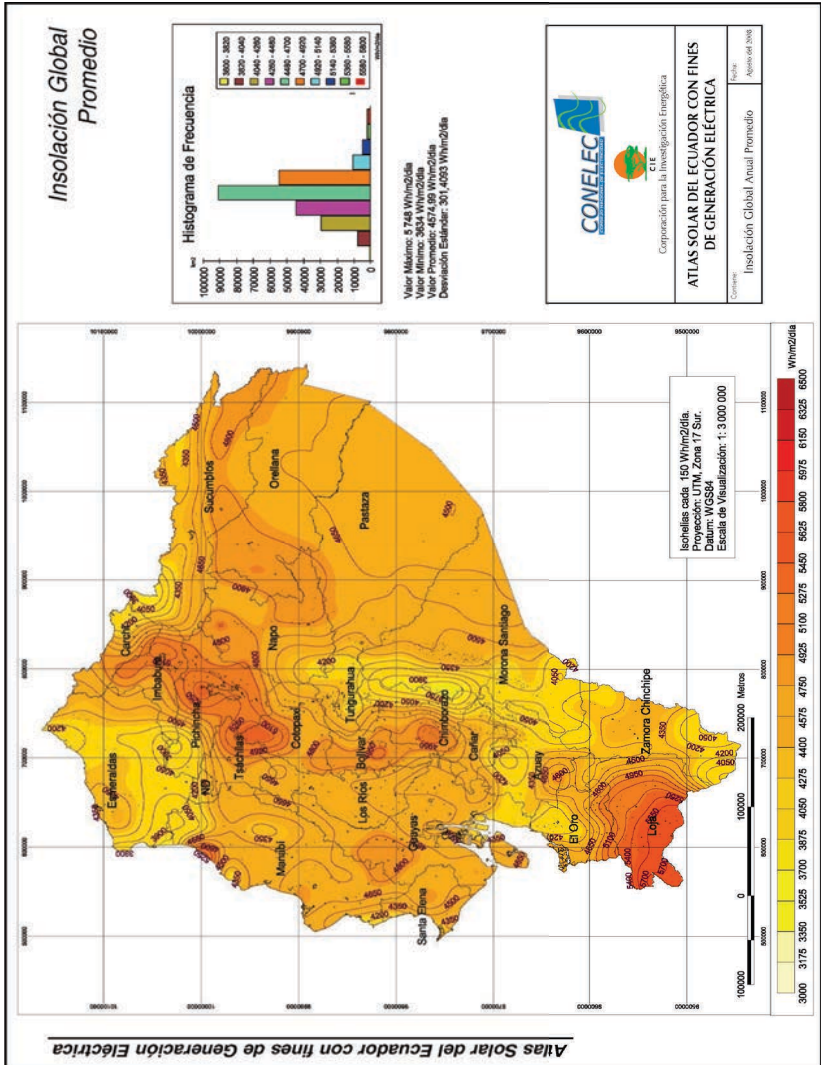
Ing. Jaime Garzón O.

JEFE DE CAPTACIONES Y CONDUCCIONES

IFE

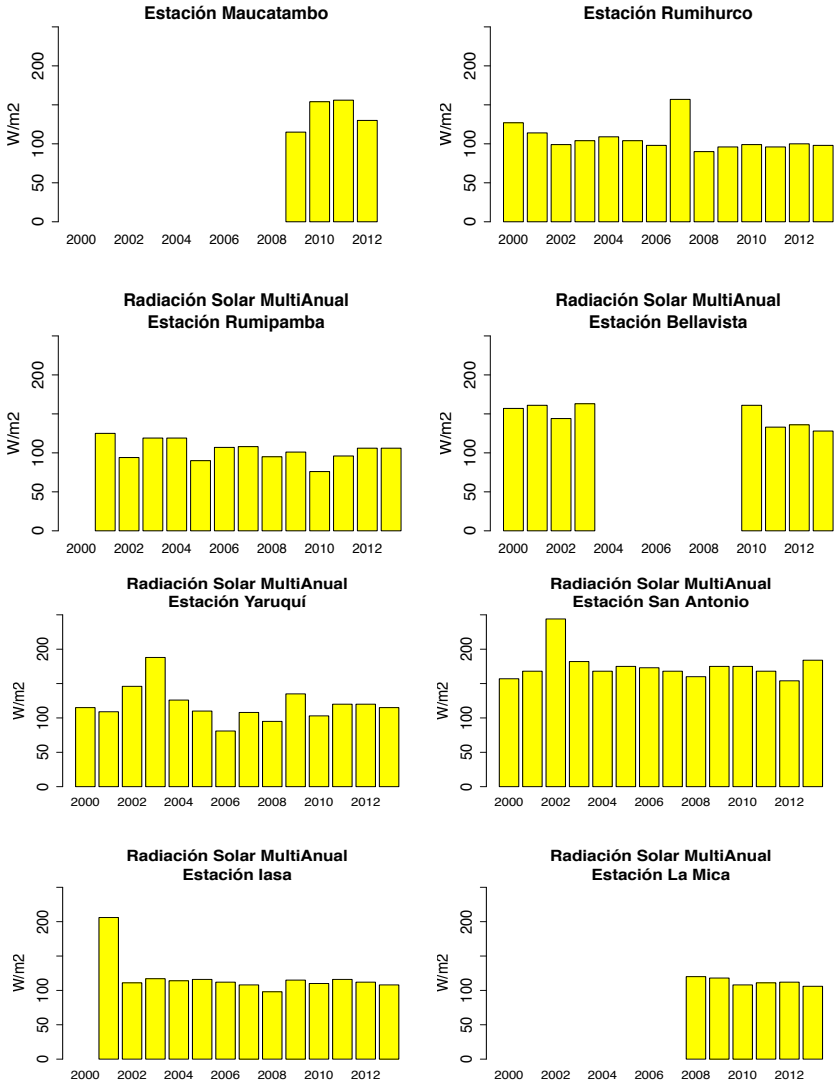
Anexo 2

Se presenta, un mapa de radiación solar global promedio brindado por parte del CONELEC en su atlas solar con fines de generación eléctrica.



Anexo 4

En las figuras siguientes, se presenta la distribución anual promedio de radiación solar de las ocho estaciones de la EPMAPS con el objeto de demostrar y generalizar que no existe aumento de la misma en los últimos años.



Anexo 5

Con el siguiente *Script*, se puede calcular la radiación solar extraterrestre incidente en un lugar con solo conocer la latitud en base a la ecuación 2.5 y su correspondiente gráfica.

```
%Ingreso Datos
latitud=-0.206
tiempo=DiadelAo; % Variable del tiempo, predefinido
de 1 a 365 días.
SUMA=Promedio; % Asignación de la variable de
radiación solar de los 365 días del año. En este
caso Promedio.
Estacion='Belisario'
%-----
%Cálculo del modelo # 1. Por días.
decl=23.45*sin((360/365*(284+tiempo)) *pi()/180);
ws=acos(-tan(decl*pi()/180)*tan(latitud*pi()/180));
Hon=24*3600*1366/
pi()*(1+0.033*cos((360*tiempo/365) *pi()/180)).
*(cos(latitud*pi()/180)*cos(decl*pi()/180).
*sin(ws)+ws*sin(latitud*pi()/180).
*sin(decl*pi()/180));
Hon=Hon/3600;
%-----
%Gráfica.
plot(tiempo,Hon,'Color','red','LineWidth',2);
holdon
plot(tiempo,SUMA*24,'Color','blue','LineWidth',2);
title('Radiación Solar Extraterrestre vs Radiación
Solar Terrestre','FontSize',13,'FontWeight','bold',
'FontSize',20);
xlabel('\Wh/m2','FontSize',12.5);
ylabel('\Día del Año','FontSize',12.5);
```

Anexo 6

Con el siguiente *Script*, se puede realizar todo el análisis descrito en los subcapítulos 3.1 y 3.2 para el modelo N° 1 de estimación del recurso solar basado en las ecuaciones de Page.

```

%Poner valores
latitud=-0.206
k=5; %Numero de armónicas para la reconstrucción
tiempo=DiadelAo; % Variable del tiempo, predefinido
de 1 a 365 días.
SUMA=Promedio; % Asignación de la variable de
radiación solar de los 365 días del año. En este
caso Promedio.
Estacion='Tumbaco'
%-----
Armonicas=k
% Grafico original
subplot(3,2,1),plot(SUMA,'Color','red');
title(['Radiación Solar Anual
',Estacion'],'FontSize',13,'FontWeight','bold');
xlabel('Día del Año');
ylabel('W/m2');
axis([0 365 0 max(SUMA)+40]);
%-----
% Cálculo componentes de fourier
xf=fft(SUMA)/length(SUMA);
Xm=2*abs(xf);
Xfa=unwrap(angle(xf));
subplot(3,2,2),bar(Xm,'b');
axis([0 20 0 max(Xm)+20]);
title('Amplitud de
Armónicas','FontSize',13,'FontWeight','bold');
xlabel('Armónica "i"');
ylabel('W/m2');
%-----
% Cálculo de error por armónicas.
ti=linspace(1,365,365);
ti=ti*pi/180;
ti=transpose(ti);
for n=1:364

```

```

y1=0;
for m=1:n
    y=Xm(m+1)*cos(m*ti+Xfa(m+1));
    y1=y1+y;
end
y1=y1+Xm(1)/2;
error(n)=abs(sum(SUMA-y1));
end
subplot(3,2,3),plot(tiempo(1:364),error/
sum(SUMA)*100,'Color','blue');
title('Error Anual con "i"
Armónicas','FontSize',13,'FontWeight','bold');
xlabel('Armónica "i"');
ylabel('Error [%]');
axis([0 20 0 mean(error/sum(SUMA)*100)+0.2]);
%-----
% Reconstrucción con k armónicas
y1=0;
for m=1:k
    y=Xm(m+1)*cos(m*ti+Xfa(m+1));
    y1=y1+y;
end
y1=y1+Xm(1)/2;
y2=y1;
subplot(3,2,4), plot(tiempo,y2,'Color','red');
title(['Reconstrucción con ',num2str(k),' Armónica/
s'],'FontSize',13,'FontWeight','bold');
ErrorConKArmonicas=abs(sum(SUMA)-sum(y1))
ErrorConKArmonicasEnPorcentaje=abs (sum(SUMA)-
sum(y1))/(abs(sum(y1)))*100
xlabel('Día del Año');
ylabel('W/m2');
%-----
% Superposición de señal original vs reconstruida.
subplot(3,2,5),plot(SUMA,'Color','red');
holdon;
plot(tiempo,y1,'LineWidth',3,'Color','blue');
title('Señal Original vs Señal
Reconstruida','FontSize',13,'FontWeight','bold');
xlabel('Día del Año');
ylabel('W/m2');
axis([0 365 0 max(SUMA)+40]);

```

```

hold off;
%-----
%Cálculo del modelo # 1. Por días.
ti2=linspace(1,365,365);
ti2=transpose(ti2);
decl=23.45*sin((360/365*(284+ti2)) *pi()/180);
ws=acos(-tan(decl*pi()/180) *tan(latitud*pi()/180));
Hon=24*3600*1366/
pi()*(1+0.033*cos((360*ti2/365)*pi()/180)).
*(cos(latitud*pi()/180)*cos(decl*pi()/180)).
*sin(ws)+ws*sin(latitud*pi()/180).
*sin(decl*pi()/180));
Hon=Hon/3600;
for n=1:364
    y1=0;
for m=1:n
    y=Xm(m+1)*cos(m*ti+Xfa(m+1));
    y1=y1+y;
end
    y1=(y1+Xm(1)/2)*24; %Energia
A(n)=mean(y1)/mean(Hon);
end
subplot(3,2,6),plot(ti2(1:364),A, 'Color','blue');
title({'Constante "k" de ajuste';
'con reconstrucción de "i"
armónicas'},'FontSize',13,'FontWeight', 'bold');
xlabel('Señal con "i" Armónicas');
ylabel('Constante k');
axis([0 20 mean(A)-0.01 mean(A)+0.01]);
ValorOptimodeK=A(k)
%-----
%Calculo de error del 5 % en la regresión
for h=0:0.00001:1
error5=abs((mean(y2*24)-h*mean(Hon)) /
(h*mean(Hon)));
if error5>0.049 & error5<0.051
ValorMaximodeK=ValorOptimodeK+abs(A(k)-h)
ValorMinimodeK=ValorOptimodeK-abs(A(k)-h)
break
end;
end

```

Anexo 7

En la tabla siguiente, se presenta el número de datos de radiación solar y temperatura utilizados para desarrollar en modelo N° 2 referido a la ley de Stefan-Boltzmann.

Estación	# de datos
Maucatambo	181 490
Rumihurco	223 300
Rumipamba	247 200
Bellavista	72 206
Yaruquí	116 212
San Antonio	127 800
Iasa	189 800
La Mica	177 568
Pita	149 001
Quijos	107 700
Belisario	34 806
El Camal	34 861
Los Chillos	34 758
Tumbaco	25 881
Carapungo	34 838
Cotocollao	34 548

Anexo 8

Con el siguiente *Script*, se puede realizar todo el análisis descrito para el segundo modelo de estimación del recurso solar en el DMQ, desarrollado en el capítulo 3.3 referido a la ley de Stefan-Boltzmann.

```
%Determinacion de variables.
temperatura=Temp;
radiacion=RSWm2;
Estacion='Estación Yaruqui'
stefan=5.67E-8; % Constante de Stefan-Boltzmann
%*****
variable=stefan*(temperatura.^4);
k_emisividad=mean(radiacion)/ mean(variable)
radiacionModelo=k_emisividad*stefan*
(temperatura.^4);
subplot(2,2,1),plot
(temperatura,radiacion, '.', 'Color', 'red');
gridon;
title({'Temperatura vs Radiación
Solar';Estacion},'FontSize',13,
'FontWeight','bold');
xlabel('Temperatura');
ylabel('W/m2');
subplot(2,2,2),plot
(temperatura,radiacionModelo, '.');
gridon;
title(['Temperatura vs Radiación Solar Estimada'],
'FontSize',13,'FontWeight','bold');
xlabel('Temperatura');
ylabel('W/m2');
subplot(2,2,3),plot(temperatura(1:1000),
radiacion(1:1000), '.', 'Color', 'red');
holdon
plot(temperatura(1:10000),radiacionModelo
(1:10000), '.', 'Color', 'blue');
gridon;
title(['Radiación Solar Registrada vs Radiación
Solar Estimada'], 'FontSize',13, 'FontWeight',
,'bold');
```



```

xlabel('Temperatura');
ylabel('W/m2');
e=1;
for n=5000:5000:length(temperatura)
    error(e)=abs((mean(radiacion(1:n))-
    mean(radiacionModelo(1:n)))/
    mean(radiacionModelo(1:n)))*100;
    e=e+1;
end
ti=linspace(1,(e-1),(e-1));
ti=transpose(ti*5000);
subplot(2,2,4),plot(ti,error,
'Color','blue','linewidth',3);
gridon;
title(['Error con "n"
datos'],'FontSize',13,'FontWeight','bold');
ylabel('Error (%)');
xlabel('# de datos');
%-----
%Calculo de error del 5 % en la regresión
for h=k_emisividad-(k_emisividad/4):25:k_emisividad
    error5=abs((mean(radiacion)-mean(h*stefan*(temperat
    ura.^4)))/mean(h*stefan*(temperatura.^4)));
    if error5>0.049 & error5<0.051
        ValorMaximodeK_emisividad=k_emisividad+abs(k_
        emisividad-h)
        ValorMinimodeK_emisividad=k_emisividad-abs(k_
        emisividad-h)
    break
end;
end

```

**EL RECURSO SOLAR PARA
GENERACIÓN DE ENERGÍA**

Análisis para el Distrito Metropolitano de Quito

Joffre Constante Segura / Enrique Palacios Chacón

EL RECURSO SOLAR PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA

Análisis para el Distrito Metropolitano de Quito



ABYA
YALA | UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA
SALESIANA

El recurso solar para generación de energía
Análisis para el Distrito Metropolitano de Quito

Joffre Constante Segura / Enrique Palacios Chacón

© Universidad Politécnica Salesiana
Av. Turuhuayco 3-69 y Calle Vieja
Casilla: 2074
P.B.X.: (+593 7) 2050000
Fax: (+593 7) 4088958
e-mail: rpublicas@ups.edu.ec
www.ups.edu.ec
Carrera de Ingeniería Eléctrica
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Casilla: 2074
P.B.X.: (+593 7) 2050000
Cuenca-Ecuador

Diseño
diagramación,
e impresión: Editorial Universitaria Abya-Yala
Quito Ecuador

ISBN UPS: 978-9978-10-167-4

Impreso en Quito-Ecuador, abril 2014

Publicación arbitrada de la Universidad Politécnica Salesiana

ÍNDICE GENERAL

GLOSARIO DE TÉRMINOS	13
PRÓLOGO	15
INTRODUCCIÓN.....	17
CAPÍTULO I	
EL RECURSO SOLAR EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	19
1.1 Características del recurso solar en sistemas fotovoltaicos.....	19
1.2 Métodos de cálculo del recurso solar para lograr eficiencia	28
1.3 Explotación a gran escala.....	44
1.4 Explotación a nivel residencial	63
CAPÍTULO II	
MUESTREO Y MODELOS DE ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR.....	71
2.1 Modelos de Radiación Solar Extraterrestre	71
2.2 Regresiones y funciones de tendencia	77
2.3 Procesamiento de Muestras	84
2.4 Procesamiento y validación de información histórica de radiación solar.....	96
CAPÍTULO III	
MODELAMIENTO NUMÉRICO DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO	109
3.1 Cálculo de radiación solar extraterrestre en el DMQ	109
3.2 Comparación y cálculo de constantes de ajuste	111

3.3 Modelamiento de la energía solar en el DMQ	120
3.4 Mapa solar del DMQ	140

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA ENERGÍA SOLAR EN EL PROYECTO

FOTVOLTAICO DEL CENACE..... 145

4.1 Características del proyecto fotovoltaico	145
4.2 Estimación temporal de la energía solar	151
4.3 Estimación de producción	158
4.4 Cálculo de indicadores de evaluación	161

CONCLUSIONES..... 165

RECOMENDACIONES..... 167

BIBLIOGRAFÍA..... 169

ANEXOS..... 173

Anexo 1.....	173
Anexo 2.....	175
Anexo 3.....	176
Anexo 4.....	177
Anexo 5.....	178
Anexo 6.....	179
Anexo 7.....	182
Anexo 8.....	183

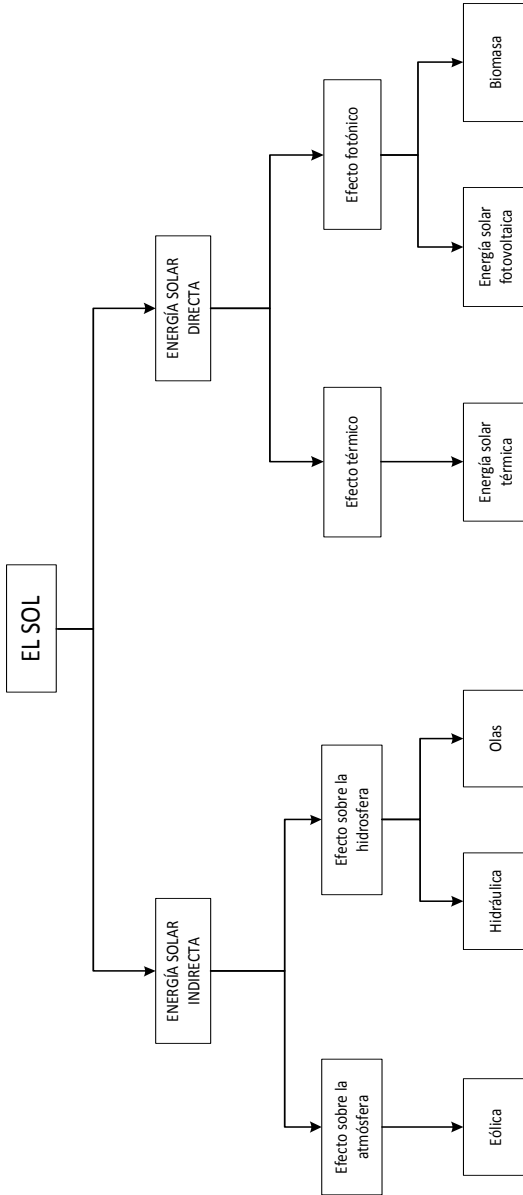
EL RECURSO SOLAR EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

En el presente capítulo, se abordará la radiación solar como energía primaria para beneficio del ser humano; se hará hincapié en la generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos. La energía solar puede ser aprovechada tanto a gran escala como a baja escala con centrales fotovoltaicas o con pequeños sistemas respectivamente; asimismo, las características de cada una de ellas serán abordadas. Se concluirá con un resumen del estado actual del Ecuador en generación fotovoltaica, decretos, regulaciones y leyes actualmente vigentes.

1.1 Características del recurso solar en sistemas fotovoltaicos

El Sol es un gigantesco reactor nuclear en el que la masa se convierte en energía continuamente; de esta solo una parte llega a la Tierra, pero es ampliamente suficiente y superior a la utilizada por las personas en todos los ámbitos correspondientes. Se calcula que la estrella utiliza 4.3 millones de toneladas de su masa por segundo por lo que para quemar el 10 % de su masa necesitaría 6 000 millones de años (Maza, 2011: 314); es por esto que la energía solar en los últimos tiempos ha despertado gran interés, ya que es una fuente primaria de energía para el ser humano así como un recurso renovable.

Figura 1.1. Esquema de energías renovables procedentes de la energía solar.



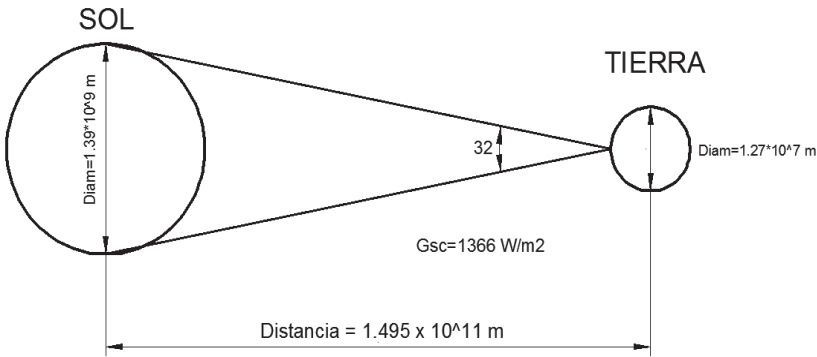
Fuente: Ángel Antonio Bayod Rájula /Sistemas Fotovoltaicos.

Cabe destacar que los seres vivos y muchos procesos cotidianos de la vida utilizan directa o, indirectamente, la energía solar como por ejemplo las plantas en la fotosíntesis, los humanos en la absorción de nutrientes o el viento en la distribución del polen, etc.

• El Sol y la Tierra

En la figura 1.2, se muestra algunas relaciones entre el sol y la tierra, su distancia es 1.495×10^{11} metros, sin embargo esta puede variar en 1.7 %, debido a la excentricidad de la órbita terrestre (Duffie y Beckman, 2006: 908), se observa también el diámetro del Sol y la Tierra, y se destaca el ángulo de 32° formado entre ellos.

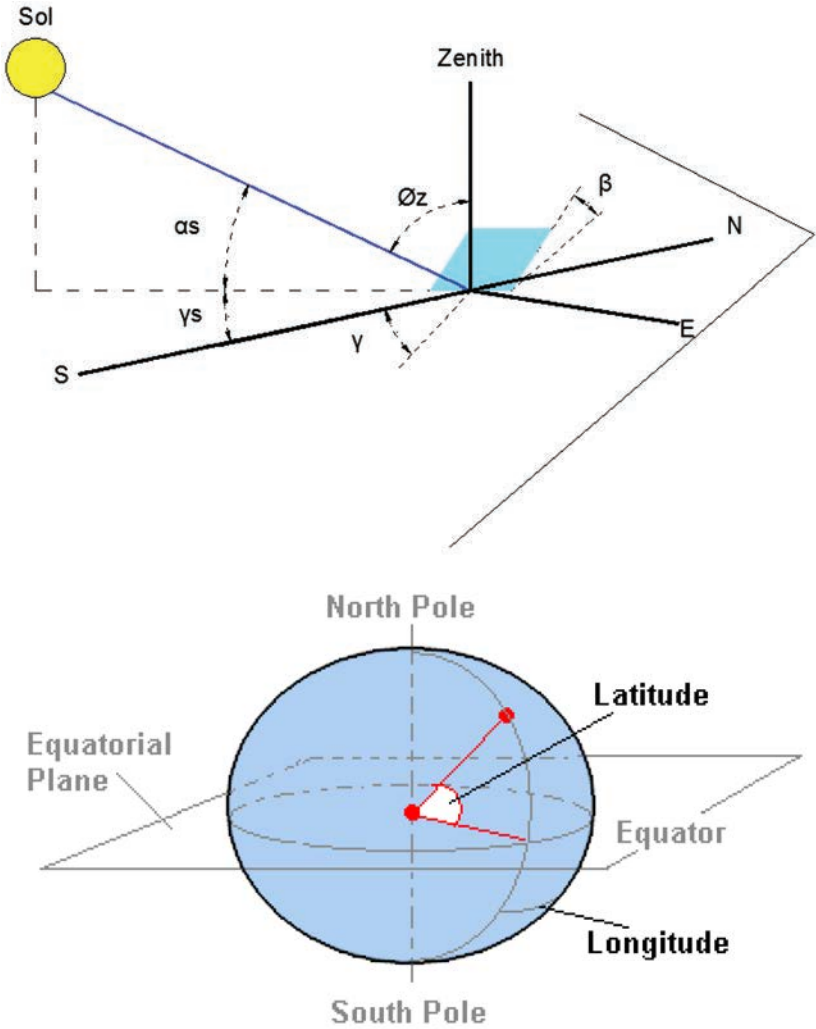
Figura 1.2. Esquema de relación Sol- Tierra.



Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman/ *Solar Engineering of Thermal Processes*.

En la tabla 1.1, se presentan algunos conceptos básicos, pero importantes en la comprensión de cómo incide la radiación solar en la tierra y en determinadas superficies fundamentales (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671) para el estudio en generación eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos; se aclaran algunos conceptos geométricos en la figura 1.3.

Figura 1.3. Esquema de conceptos geométricos Sol-Tierra.



Fuente: NASA & F. Vanek, L. Albright, and L. Angenent / Energy Systems Engineering.

Tabla 1.1. Definición de relaciones geométricas entre el Sol y la Tierra.

SÍMBOLO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
\emptyset	Latitud	Localización angular entre la línea Ecuador y un punto determinado de la Tierra. $-90^\circ \leq \emptyset \leq 90^\circ$. Figura 1.3.
δ	Declinación	Posición angular del Sol al medio día con respecto al plano Ecuador. $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$.
ω	Ángulo Horario	Desplazamiento angular del Sol con respecto al meridiano local por la rotación de la Tierra en el eje en 15° por hora.
θ	Ángulo de incidencia	Ángulo entre la radiación directa en una superficie y la recta normal a dicha superficie.
θ_z	Ángulo Zenith	Ángulo entre la recta vertical o normal y la línea del Sol a la Tierra. Representa el ángulo de incidencia de la radiación directa en un plano horizontal.
α_s	Ángulo altitud solar	Ángulo entre la lineal horizontal y la línea del Sol a la Tierra. Es el complemento del ángulo Zenith.
γ	Ángulo Azimuth en una superficie	Es la desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie del meridiano local. $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$.

Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman / *Solar Engineering of Thermal Processes*.

• Radiación solar

La energía de la radiación solar, que es diferente en la parte exterior de la atmósfera que sobre la superficie de la Tierra, está compuesta de un conjunto de frecuencias y longitudes de onda distintas, las cuales forman el espectro de la radiación solar incidente en la Tierra presentando cada una un distinto nivel de energía (NASA). Ver Figura 1.4.

La energía de los rayos solares se puede calcular por la fórmula de Planck, ecuación (1.1), referente a la radiación emitida por un cuerpo negro ideal (Maza, 2011: 314).

$$E = h * \nu \quad (1.1)$$

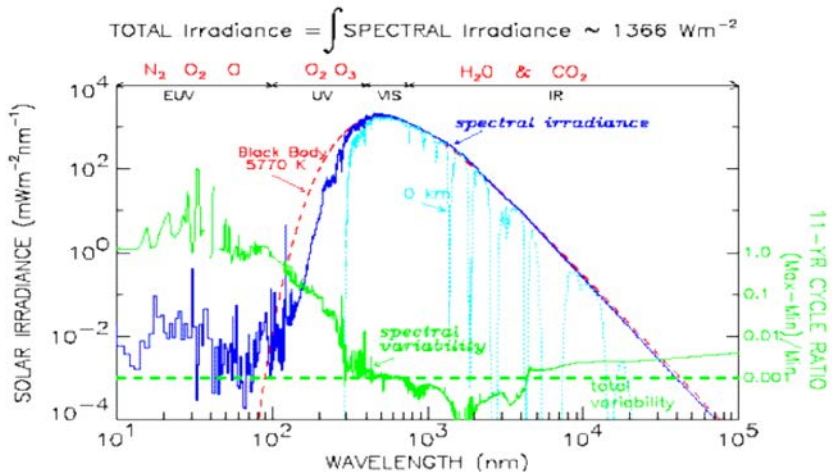
Donde:

- E Energía de los fotones.
 H Constante de Plank, $6.625 \cdot 10^{-34}$ Js.
 ν Frecuencia de oscilación de los fotones.

La longitud de onda (λ) y la frecuencia (f) de las ondas se relacionan por la ecuación (1.2).

$$\lambda = \frac{c}{f} \quad (1.2)$$

Figura 1.4. Espectro de Radiación Solar.



Fuente: NASA.

De lo anterior, se puede concluir que algunos fotones de poca energía no pueden penetrar la atmósfera siendo este un componente de la diferencia entre la radiación solar presente en la parte exterior de la Tierra y en su superficie. Por ejemplo, los rayos gamma mantienen mayor cantidad de energía que los rayos infrarrojos, es decir, a mayor

frecuencia mayor energía; todas las frecuencias viajan a la velocidad de la luz (c), 299 792 458 m/s (Maza, 2011: 314).

La radiación solar que llega a la parte exterior de la atmósfera se mide por medio de una constante solar, G_{sc} , la cual representa la energía del sol por unidad de tiempo en un área de $1m^2$ perpendicular a la dirección de propagación de la radiación (Duffie y Beckman, 2006: 908). Su valor ha ido cambiando durante los años debido a mejores estudios y mejores tecnologías. En 1954, Johnson le asignó el valor de $1\ 395\ W/m^2$, un estudio posterior declaró $1\ 353\ W/m^2$ con estimación de error del 1.5 %, el cual fue aceptado por la NASA en 1976 (Duffie y Beckman, 2006: 908), su valor más reciente es de $1\ 366.1\ W/m^2$ adoptada en el año 2000 por la “American Society for Testing and Materials” (Kalogirou, 2009: 760) y la cual utiliza la NASA, como se puede apreciar en la figura 1.5. Este valor será el adoptado en esta investigación.

El comportamiento de la radiación en la parte exterior de la atmósfera es diferente en el tiempo, sin embargo presenta un ciclo anual que se lo puede representar mediante una formulación y que responde a los movimientos característicos de la Tierra y el Sol (Kalogirou, 2009: 760). El comportamiento característico responde aproximadamente a la ecuación (1.3) y se presenta en la figura 1.5.

$$G_{on} = G_{sc} \left\{ 1 + 0.034 \cos \left[\frac{360(n-3)}{365} \right] \right\} \quad (1.3)$$

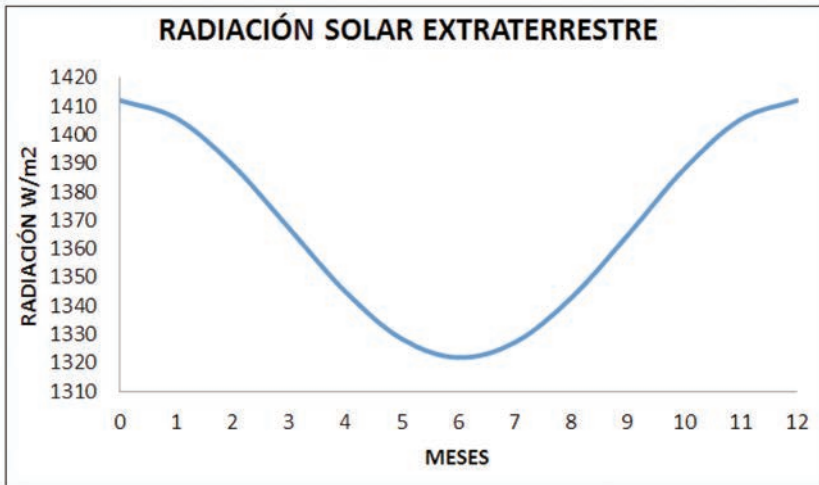
Donde:

- G_{on}** Radiación extraterrestre medida en el plano normal a la radiación en el día “n” del año (W/m^2).
- G_{sc}** Constante solar ($1\ 366\ W/m^2$)
- n** Día del año, de 1 a 365.

Existe un cambio reciente realizado a la ecuación (1.3) en el factor “n” sustituido por “n - 3”, porque el día 3 de enero es actualmente el día del perihelio solar (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671), ecuación (1.4).

$$G_{on} = G_{sc} \left\{ 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right\} \quad (1.4)$$

Figura 1.5. Comportamiento característico anual de la radiación solar extraterrestre.



Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman/ *Solar Engineering of Thermal Processes*.

• Componentes de la radiación solar

La radiación solar en la superficie terrestre se la puede clasificar en cuatro tipos diferentes: directa, difusa, albedo y total (Maza, 2011: 314; Duffie y Beckman, 2006: 908).

La radiación directa es aquella que incide sobre una superficie sin haber tenido dispersión en la atmósfera, es decir se recibe con un ángulo único y directo.

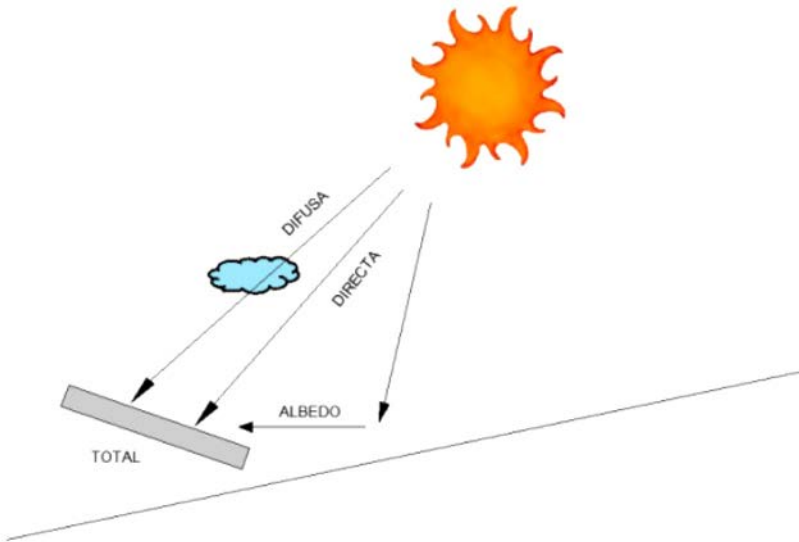
La radiación difusa es la que sufre un cambio de dirección en la atmósfera por dispersión.

La radiación llamada como albedo es aquella que incide en una superficie como consecuencia de la reflexión de superficies aledañas a la

primera, por ejemplo, un cuerpo negro tiene reflexión casi nula y la nieve cercana a la unidad (Maza, 2011: 314).

La radiación total no es más que la suma de todas las anteriores que se presenta en una unidad de área o superficie (Duffie y Beckman, 2006: 908). La figura 1.6 sintetiza los componentes de la radiación solar.

Figura 1.6. *Componentes de la Radiación Solar.*



Fuente: S. Kalogirou / *Solar Energy Engineering: Processes and Systems.*

1.2 Métodos de cálculo del recurso solar para lograr eficiencia

El detalle de información sobre la radiación solar disponible en cualquier emplazamiento es esencial para el diseño y análisis económico de un sistema de aprovechamiento solar. En sitios donde no existe una gran cantidad de información, se pueden utilizar modelos de estimación basada en información climatológica del lugar, por punto geográfico en la Tierra y por imágenes satelitales (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

En la utilización práctica de la energía solar, frecuentemente un error de no más del 10 % en la medida de los instrumentos es aceptado, fundamentalmente, porque el rendimiento de las máquinas solares no puede ser predicho con suficiente exactitud. Es importante conocer cuan confiables son los registros en un período, cuantos años de datos son necesarios y suficientes para las predicciones, la variación con la hora y la estación, y por último los períodos cuando se presenta los niveles más bajos de intensidad (Daniels, 2010: p. 406).

La intensidad de la energía solar que impacta en la parte exterior de la atmósfera terrestre es aproximadamente $1\,366\text{ W/m}^2$ (valor adoptado en el año 2000 y utilizado actualmente por la NASA), definida como “Constante Solar” (NASA), Gsc. Sin embargo esta varía ligeramente en el tiempo entre otras cosas por bengalas, puntos solares y principalmente por la distancia entre el Sol y la Tierra. Como se pudo apreciar anteriormente dicha Radiación Solar Extraterrestre está caracterizada por la ecuación (1.4).

Para propósitos de estimación de energía solar disponible, se suele adoptar valores máximos entre 900 y $1\,000\text{ W/m}^2$, en un día claro al mediodía cuando el sol está en el punto más alto del cielo; sin embargo, incluso en estas situaciones la energía disponible suele ser menor por la absorción y difusión realizada en la atmósfera (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671).

• Masa de aire y transmitancia atmosférica

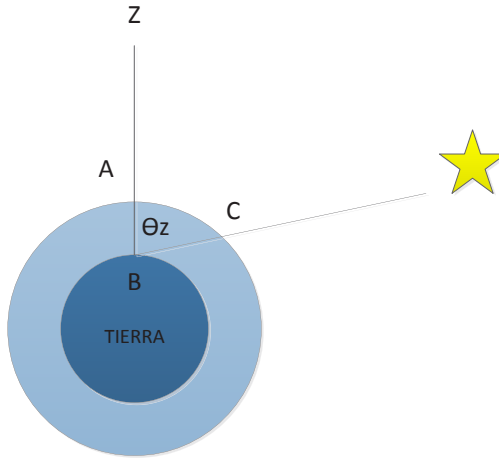
Una manera simple de calcular la energía solar es a través de la cantidad de masa de aire de la atmósfera la cual es la principal variable de atenuación, difusión y reducción de la radiación solar. La cantidad de masa de aire, “AM”, está definida como la relación entre la distancia del recorrido directo del rayo y la distancia cuando el Sol está directamente por encima, ecuación (1.5); como se puede apreciar en la figura 1.7, cabe destacar que la curvatura de la distancia del recorrido por la refracción de la luz se asume que es despreciable en este modelo.

$$AM = \frac{CB}{AB} = \frac{1}{\cos(\theta_z)} = \csc(\theta_z) \quad (1.5)$$

Donde:

θ_z Ángulo Zenith

Figura 1.7. Definición de Masa de Aire.



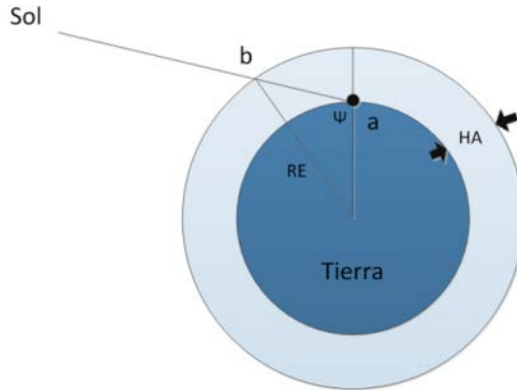
Fuente: F. Vanek, L. Albricht, and L. Angenent / *Energy Systems Engineering*.

La ecuación (1.5) se vuelve inexacta para valores grandes del ángulo Zenith debido a que la masa de aire tiende a valores infinitos cuando el Sol está en el horizonte y el ángulo Zenith se acerca a 90° , se puede utilizar la ecuación (1.5) para valores menores a los 75° y la ecuación (1.6) para valores superiores, es decir cuando el sol se encuentra cercano al horizonte.

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0.50572 (96.07995 - \theta_z)^{-1.36364}} \quad (1.6)$$

Otra manera de calcular la masa de aire es al utilizar R_E la distancia de donde la luz entra a la atmósfera, el radio de la Tierra, y la geometría entre las dos líneas así definidas, como se puede apreciar en la figura 1.8.

Figura 1.8. Relación entre el ángulo Ψ , el radio de la Tierra y en rayo solar.



Fuente: F. Vanek, L. Albright, and L. Angenent / *Energy Systems Engineering*.

Se calcula el parámetro “m” con la ecuación (1.7) que define la relación entre la distancia que viaja el rayo y la distancia que recorrería si estuviera exactamente encima. Para calcular valores de “m”, se puede tomar valores constantes del radio de la Tierra R_E igual a 6 372 Km y el espesor de la atmósfera H_A como 152.4 Km (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671)

$$m = \sqrt{1 + 2 \frac{R_E}{H_A} + \frac{(R_E \cos(\Psi))^2}{H_A^2} + \frac{R_E \cos(\Psi)}{H_A}} \quad (1.7)$$

Donde:

R_E Radio de la Tierra.

H_A Espesor de la atmósfera.

Ψ $\alpha + 90^\circ$ donde α es la altitud solar.

El efecto del achatamiento de la Tierra en los polos tiene un impacto reducido en el valor de “m” por lo que es ignorado. Una aproximación de la transmitancia atmosférica para días con cielo claro se modela con una exactitud del 95 % con la ecuación (1.8) (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671).

$$\tau_{atm} = 0.5 (e^{-0.65 AM} + e^{-0.095 AM}) \quad (1.8)$$

• Dirección de los rayos solares

En esta sección se estudiará la posición y el movimiento del Sol a través de la atmósfera como función de varios parámetros, como la inclinación de la Tierra y el cambio de la distancia angular realizada por el sol (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671).

Dos factores asociados con la órbita terrestre y la variación de la velocidad de la Tierra a lo largo de un año, dan lugar a una ligera variación entre la hora normal utilizada por el ser humano y la verdadera hora solar usada en todas las variaciones angulares referentes al Sol. La relación entre estas dos horas se llama ecuación del tiempo y se caracteriza por la ecuación (1.9) (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671)

$$\text{Solar Time-standard time} = 4 (L_{st} + L_{loc}) + E \quad (1.9)$$

Donde:

L_{st} Meridiano estándar para la hora de la zona local.

L_{loc} Longitud de la localización en cuestión.

E Ecuación del tiempo [minutos].

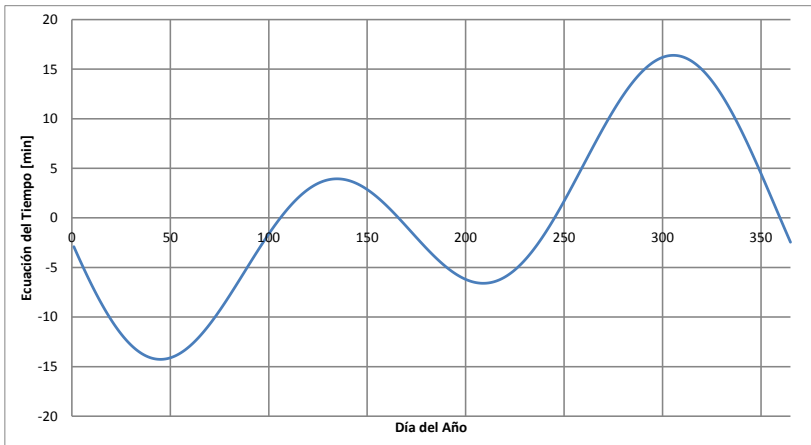
La ecuación del tiempo “E” se presenta en la figura 1.9 y responde a la ecuación (1.10).

$$E = 229.2 (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \quad (1.10)$$

Donde:

$$B = (n - 1) 360/365$$

Figura 1.9. Ecuación del Tiempo con distribución anual.



Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman / *Solar Engineering of Thermal Processes*.

La declinación “ δ ” puede ser calculada aproximadamente a partir de la ecuación de Cooper (1969), ecuación (1.11), o más exactamente con la ecuación de Spencer (1971), ecuación (1.12), donde “ n ” es el número del día del año, $0 < n < 365$ (Duffie y Beckman, 2006: 908).

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right) \quad (1.11)$$

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos B + 0.070257 \sin B - 0.006758 \cos 2B + 0.000907 \sin 2B - 0.002679 \cos 3B + 0.00148 \sin 3B \quad (1.12)$$

Es posible también calcular la altitud solar “ α s” máxima al medio-día usando la ecuación (1.13).

$$\alpha \text{ max} = 90 - L + \delta \quad (1.13)$$

Donde:

L Latitud en grados.

Para el cálculo de los parámetros mensuales, como puede ser la declinación “ δ ”, se aconseja utilizar valores de “ n ” como se muestra en la tabla 1.2 referente a un día cercano al medio mes, cabe destacar que no se conoce la valides en la latitud del Ecuador (Rújula, 2009: 336).

Tabla 1.2. *Día promedio recomendado para cada mes y su valor de "n".*

Mes	n para el i-esimo día del mes	Para el día promedio del mes		
		Fecha	n	δ
Enero	i	17	17	-20.9
Febrero	31 + i	16	47	-13.0
Marzo	59 + i	16	75	-2.4
Abril	90 + i	15	105	9.4
Mayo	120 + i	15	135	18.8
Junio	151 + i	11	162	23.1
Julio	181 + i	17	198	21.2
Agosto	212 + i	16	228	13.5
Septiembre	243 + i	15	258	2.2
Octubre	273 + i	15	288	-9.6
Noviembre	304 + i	14	318	-18.9
Diciembre	334 + i	10	344	-23

Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman / *Solar Engineering of Thermal Processes.*

· **Aproximación de la energía diaria incidente en un panel solar**

Antes de empezar con la estimación de la energía sobre un colector es necesario encontrar algunas relaciones entre la posición solar y el ángulo de incidencia sobre una superficie; idealmente un colector solar o un panel debe estar siempre orientado al sol, es decir el plano de dicho aparato debe estar ortogonal a la dirección del rayo de luz. Esto se logra por mecanismos de control que orientan las caras de los colectores hacia el sol; sin embargo, en ciertos casos, esto no es posible ya sea por simplicidad, dimensión o aspectos económicos.

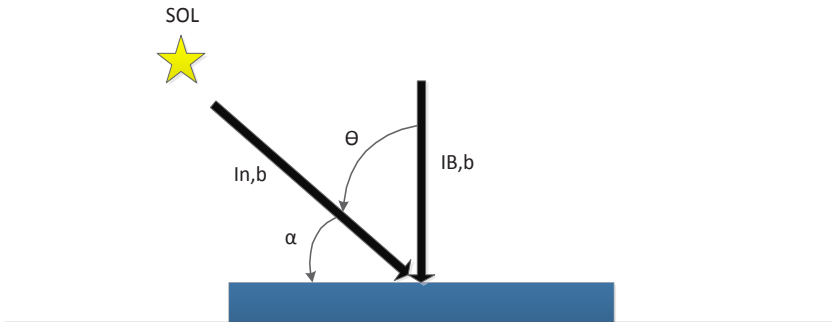
Supóngase dos vectores unitarios, uno paralelo al rayo de sol incidente “S” y el otro normal a la superficie del colector “N”, entonces el valor del ángulo θ_i está dado por la ecuación (1.14), donde “•” es el producto punto de los vectores calculados (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671).

$$\cos \theta_i = S \cdot N \quad (1.14)$$

Al conocer el ángulo θ_i entre dichos dos vectores y la radiación horaria normal al sol, $I_{n,b}$, se puede calcular la radiación incidente en un colector por la ecuación (1.15). Se muestran dichas relaciones en la figura 1.10.

$$I_{B,b} = I_{n,b} \cos \theta_i \quad (1.15)$$

Figura 1.10. Haz de radiación solar en una superficie horizontal.



Fuente: S. Kalogirou /Solar Energy Engineering: Processes and Systems.

El ángulo de incidencia (θ_i) sobre un plano horizontal se lo puede estimar de manera rápida para el mediodía con la ecuación (1.16).

$$\cos\theta = \text{seno}^2(\delta) + \cos^2(\delta) \cos(\omega) \quad (1.16)$$

La relación R_b de la radiación recibida por un colector inclinado y la radiación recibida equivalente de una superficie horizontal es de sumo interés en instalaciones de centrales solares o fotovoltaicas, y se calcula por la ecuación (1.17) (Kalogirou, 2009: 760)

$$R_b = \frac{I_{n,b} \cos \theta_i}{I_{n,b} \cos \theta_z} \quad (1.17)$$

Con la ecuación (1.17) es posible calcular aproximadamente la cantidad de energía que alcanza un colector solar como función de la radiación directa, la orientación del panel, la hora del día, el día del año y la latitud del lugar en cuestión. Este proceso incluye los siguientes pasos (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671):

1. Cálculo del ángulo horario a partir de la hora del día en tiempo solar.

2. Calcular la altitud solar como función de la latitud, declinación y ángulo horario.
3. Calcular el Azimut solar de la declinación, ángulo horario y altitud solar.
4. Calcular el ángulo de incidencia a partir de la altitud solar, azimut solar, ángulo del colector " β " y la superficie azimut.

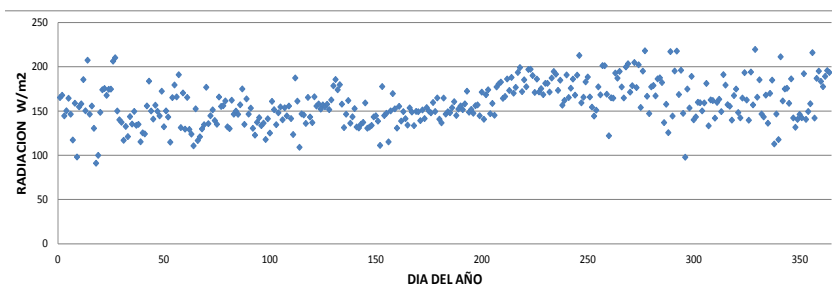
• Datos históricos de radiación solar

La información de radiación solar es muy importante tanto para su uso y comprensión, los datos de radiación solar pueden estar presentes de distintas maneras; entre ellas mediciones instantáneas o valores integrados en un tiempo como horas o días, ser de diferente índole en cuanto a radiación directa, difusa o total, inclinación del sensor o la superficie, entre otros.

La mayoría de la información histórica de radiación es proveniente de superficies horizontales, incluyen tanto la radiación directa como la difusa, es decir la total, sus medidas son instantáneas cada cierto periodo constante de tiempo la cual se dispone como se muestra en la figura 1.11 para luego poder ser integrada (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

Dos tipos fundamentales de radiación se disponen generalmente, la primera es información de energía total mensual a partir de datos diarios en una superficie horizontal, H , y la segunda, la energía total por hora en una superficie horizontal para largos periodos, I (Duffie y Beckman, 2006: 908).

Figura 1.11. Datos de Radiación Solar provenientes de un piranómetro.



Existen muchas maneras de medir la radiación solar, unas directas y otras indirectas que luego son modeladas por algún método de estimación. A continuación, se describen de una manera muy rápida algunos sensores de radiación solar (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

Piranómetro: Es utilizado para medir con mucha exactitud la radiación incidente en una superficie tanto la directa, difusa como la total. Su campo de visión es de 180° . Figura 1.12.

Figura 1.12. Piranómetro.



Fuente: Geónica S.A

Pirheliómetro: A diferencia del piranómetro, su campo de visión es de 5° por lo que es utilizado, generalmente, para medir la radiación directa, frecuentemente sirve para calibrar piranómetros. Figura 1.13.

Figura 1.13. Pirheliómetro.



Fuente: Geónica S.A

Detectores Termoeléctricos: Consiste en una serie de termocuplas unidas para generar un voltaje proporcional a la diferencia de temperatura de sus uniones y, por ende, a la radiación solar.

Detectores fotovoltaicos: Utilizan celdas solares de silicio las cuales generan una corriente proporcional a la radiación incidente sobre ellos. Tiene limitaciones en cuanto a frecuencias bajas, donde los fotones no tienen la suficiente energía para generar movimiento de electrones del semiconductor.

Detectores de horas de sol: Son sensores que miden la cantidad de horas sol incidentes en un día, son menos precisos que los piranómetros, ya que debe intervenir un modelo numérico posterior para obtener propiamente radiación solar. Este tipo de información es muy común todavía, ya que las estaciones antiguas contaban con dichos sensores. Figura 1.14.

Figura 1.14. *Detector de horas de sol.*



Fuente: *Geónica S.A*

Radiómetros: Son medidores del espectro solar, sin embargo son muy complejos y caros. Su ancho de banda es de 280 a 2 500 nm.

En el Distrito Metropolitano de Quito (DMQ), se dispone principalmente de datos meteorológicos y climatológicos mediante el “Instituto Nacional de Meteorología e 2013) Hidrología”, INAMHI (2013), la “Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento”, EPMAPS (2013), y de la “Secretaría de Ambiente” (2013).

Tabla 1.3. Datos de Heliofanía y Nubosidad del año 2010 de la estación Rumipamba del INAMHI.

Mes	Heliofanía (Horas)	Nubosidad Media (Octas)
Enero	183.5	6
Febrero	124.1	7
Marzo	148.8	6
Abril	124.1	6
Mayo	148.8	6
Junio	121.5	6
Julio	183.3	5
Agosto	140.8	6
Septiembre	148	6
Octubre	155.2	6
Noviembre	127.6	6
Diciembre	127.3	7

Fuente: INAMHI.

• Radiación solar utilizando información satelital

Los satélites han sido utilizados desde los años sesenta para obtener información de datos climatológicos, incluyendo la nubosidad la cual ha tenido su papel principal en la observación de tornados y huracanes. Recientemente, se ha despertado el interés de utilizar los datos de nubosidad para estimar la radiación solar terrestre y dado que los satélites meteorológicos pueden cubrir la mayoría de la Tierra ahora se puede estimar en lugares con carencia de información o donde es inexistente (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

Los satélites se disponen en tres configuraciones de orbitas principalmente, la ecuatorial, la polar y los geoestacionarios. Los satélites de la órbita ecuatorial están relativamente cerca de la Tierra a una distancia similar a 600 Km; los polares también se encuentran en una órbita cercana y por último los geoestacionarios, que siempre están en un mismo punto por encima de la Tierra; tienen una altitud más elevada alrededor de los 36 000 Km. Sensores radiómetros de alta resolución son capaces de medir las ondas electromagnéticas incidentes en la Tierra y, por ende, la radiación solar. Su resolución está dictada por cada pixel, que representa el área más pequeña de información generable y están en el orden de 2 Km x 2 Km en el mejor de los casos.

La señal obtenida por el radiómetro de un satélite que mide el flujo de radiación solar es la reflejada por la atmósfera de la Tierra; el método básico detrás de la estimación de la radiación terrestre se basa en el principio de la conservación de la energía en la atmósfera, ecuación (1.18), y se aprecia en la figura 1.15.

$$I_{in} = I_{out} + I_a + I_g \quad (1.18)$$

Donde:

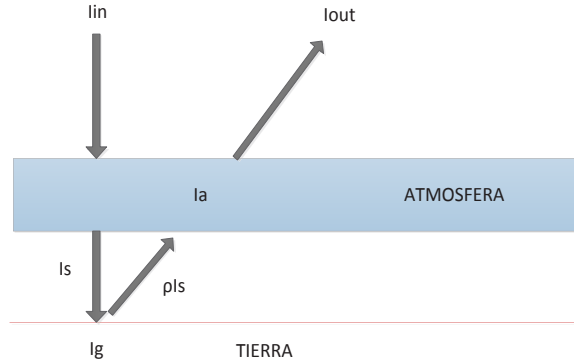
I_{in} Radiación solar incidente en la atmósfera.

I_{out} Radiación reflejada en la atmósfera.

I_a Radiación absorbida por la atmósfera.

I_g Radiación incidente en la Tierra.

Figura 1.15. Principio de conservación de energía en la atmósfera para imágenes satelitales.



Fuente: D. Y. Goswami and J. F. Kreider / *Principles of Solar Engineering*.

I_g puede ser expresada en términos del albedo de la superficie o reflectividad “ ρ ” y la radiación incidente en la Tierra I_s como lo muestra la ecuación (1.19).

$$I_g = I_s (1 - \rho) \quad (1.19)$$

De las 2 ecuaciones anteriores, (1.18) y (1.19), se obtiene la ecuación (1.20).

$$I_s = \frac{(I_s - I_{out} - I_a)}{(1 - \rho)} \quad (1.20)$$

La I_{out} es medida por el satélite, I_{in} depende de la distancia Sol-Tierra y el ángulo Zenith.

Si se pudiera estimar la radiación absorbida por la atmósfera se podría calcular fácilmente la I_s pero dado que es muy difícil predecir I_a debido a las condiciones atmosféricas referentes a la masa de aire y reflectividad presentes en cada punto, se ha desarrollado dos métodos

empíricos de estimación, un método estadístico y un método físico (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

El método estadístico se basa en encontrar una relación entre el flujo medido por un radiómetro satelital, simultáneamente con valores obtenidos sobre la superficie terrestre bajo consideración.

El método físico se basa en el análisis de los procesos de radiación en la atmósfera como el paso de los rayos por la misma. Algunos modelos fueron desarrollados siendo uno el de “Hay y Hanson” sobre la transmitancia T dado en la ecuación (1.21).

$$I_s = aI_{in} - bI_{out} \quad (1.21)$$

Los valores “a” y “b” son calculados a partir de regresiones y se sugiere calcularlos para cada región considerada.

1.3 Explotación a gran escala

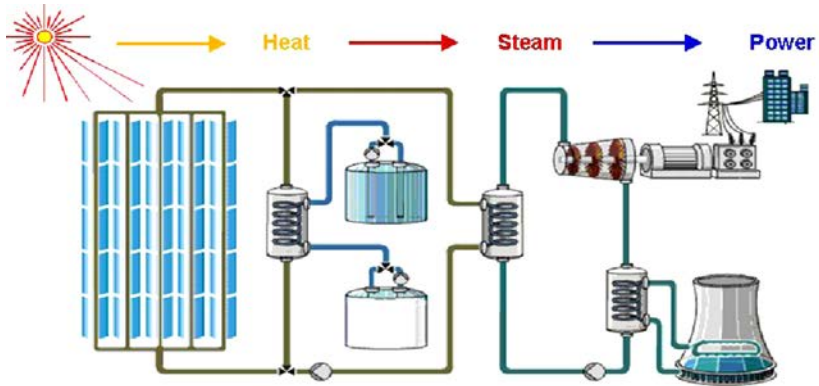
Hoy en día la humanidad se ha embarcado en un desarrollo acelerado de alternativas de generación de energía limpia para el medioambiente en todo nivel; se ha enfocado entre otros en la explotación de la energía solar, la cual se puede básicamente aprovechar de tres maneras: por métodos térmicos, conversión fotovoltaica y en procesos químicos (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

Es de interés en esta sección estudiar la generación fotovoltaica a gran escala, sin embargo, se tratará brevemente sobre el desarrollo de aplicaciones térmicas y procesos químicos con energía solar.

Los sistemas solares térmicos colectan la radiación solar y la utilizan para generar calor a bajas y altas temperaturas; las primeras se utilizan en aplicaciones de calentamiento de agua y calefacción a nivel residencial y comercial, y las temperaturas altas, se disponen para producir vapor y la consecuente generación de energía eléctrica de manera similar a las centrales térmicas convencionales (Patel, 2006: s.p), figura 1.16. La principal ventaja de este tipo de generación es su eficiente capacidad de almacenar dicha energía para poderla entregar en situaciones de

gran demanda (pico de demanda) o, por las noches, cuando no existe luz del sol; a diferencia de la generación fotovoltaica que presenta inconvenientes en esta situación. La generación térmica es la mejor desarrollada hasta la actualidad.

Figura 1.16. Esquema de una Central Termosolar.



Fuente: Renovetec Company.

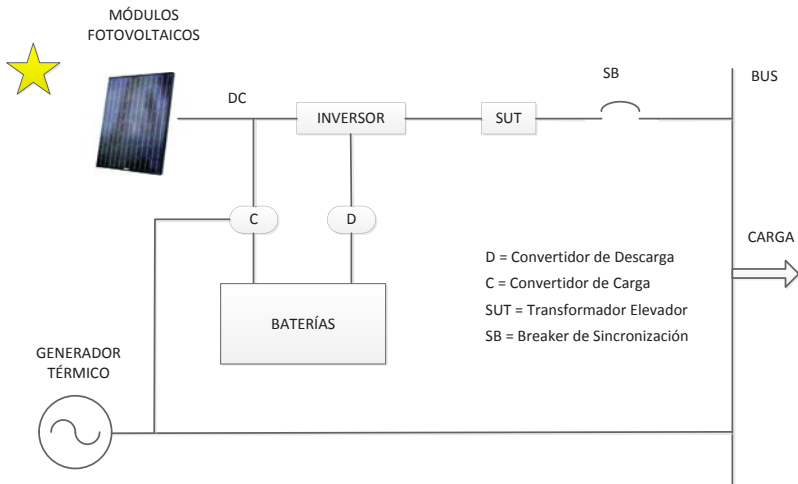
El uso de la radiación solar en procesos químicos abarca una gran variedad de industrias como por ejemplo la alimenticia, mecánica, eléctrica entre otras; como se conoce desde hace mucho tiempo la energía solar se utiliza en la producción de comida, de fibras, de calor, procesos de fotólisis, fotocátalisis y, en general, cualquier proceso químico con energía solar llamado también procesos de fotorreacción (Goswami y Kreider, 2000, p. 702).

La generación fotovoltaica es la obtención de manera directa de energía eléctrica de los rayos solares por medio de paneles fotovoltaicos, colocados como arreglos para satisfacer determinadas cargas, ya que la potencia de un simple panel está entre los 80 y 200 W. Su aplicación puede ser tanto en relativas grandes centrales conectadas a la red, sistemas aislados y, por ejemplo, para dotar de energía a ciertos elementos particulares como los satélites (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671). De aquí en adelante, se empezará con el estudio de sistemas fotovoltaicos hasta el final de este capítulo.

de la red e instalaciones conectadas a la red (Rújula, 2009: 336). Es de esperarse que las centrales fotovoltaicas sean de gran dimensión y conectadas a la red por lo que sus sistemas de control son algo más complejos, por ejemplo, un pequeño sistema de 2 KW_p necesita aproximadamente 20 módulos fotovoltaicos que abarcarían un área de alrededor de 25m^2 . La mayoría de módulos son un conjunto de células que se conectan de manera que entreguen una corriente a un voltaje de 12V, por lo que se realizan arreglos de módulos para obtener voltajes superiores y/o se colocan inversores de bajo voltaje DC a alto voltaje AC (Kalogirou, 2009: 760).

En la figura 1.17, se presenta esquemáticamente un diagrama de una central fotovoltaica conectada a la red, en dichas instalaciones intervienen algunos elementos como: los módulos fotovoltaicos, el inversor, la línea eléctrica, baterías, un generador térmico y una serie de elementos complementarios de control y protección (Rújula, 2009: 336).

Figura 1.17. Esquema de una Central Fotovoltaica conectada a la red.



Fuente: M. R. Patel / *Wind and solar power systems*.

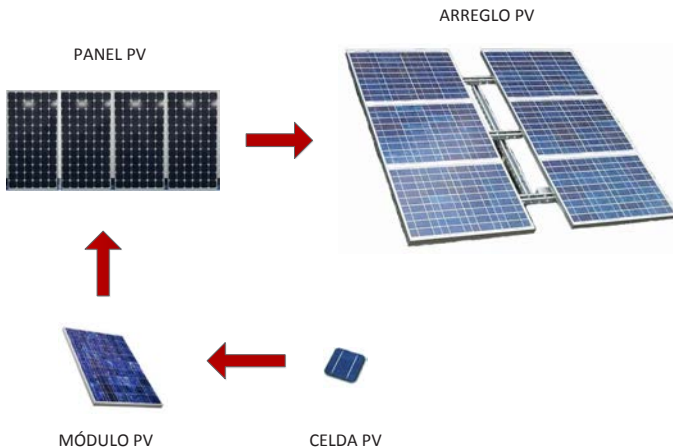
La energía generada por los módulos fotovoltaicos, que son de baja tensión, pasa directamente al inversor DC/AC, donde se eleva el voltaje y por medio de un transformador elevador se suministra dicha ener-

gía a la red; un banco de baterías es conectado a la salida de los paneles por medio de un controlador de carga y se conecta de nuevo al inversor con un controlador de descargas, teniendo como objeto satisfacer pequeños picos de carga; el generador térmico se utiliza para situaciones de *back up*, regulación y en centrales híbridas también suministra energía, se añade un complejo sistema de control y protección; se destaca en la figura 1.20, el *breaker* de sincronización (Patel, 2006: s.p).

• Características de los módulos fotovoltaicos

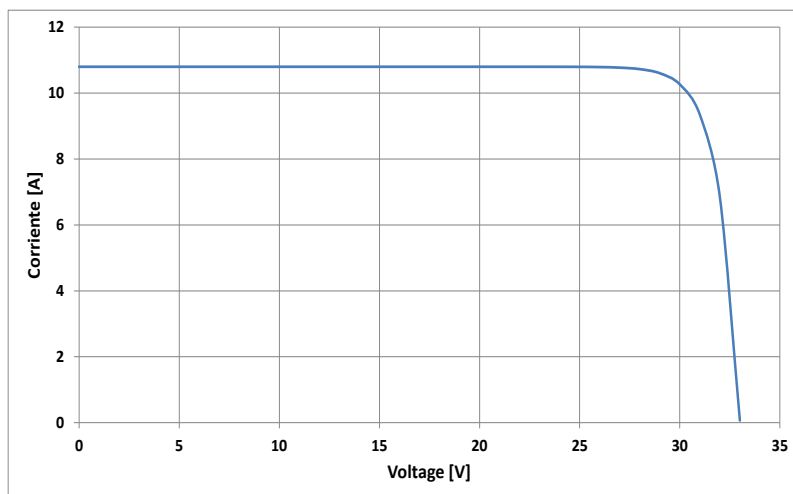
La unidad básica de un sistema fotovoltaico es la “celda fotovoltaica”, la cual convierte la luz del sol en corriente directa a través de efectos fotovoltaicos aproximadamente a medio voltio, un conjunto de celdas se conectan en serie o serie paralelo, “modulo”, para producir un voltaje específico, además de ser encapsuladas para protegerlas del clima y de factores ambientales. Los módulos se construyen de diferentes formas y tamaños desde unos 5 W hasta unos 300 W como máximo. La unión de algunos módulos se conoce como “panel” y la conexión de paneles para producir un voltaje deseado se llama “arreglo” (S. E. International, 2004, p. 363), la figura 1.18 muestra dicho esquema.

Figura 1.18. Terminología fotovoltaica.



Fuente: S. E. International / Photovoltaics Design And Installation Manual.

Figura 1.19. Característica V-I de un módulo fotovoltaico.



Fuente: Á. A. B. Rújula / *Sistemas fotovoltaicos*.

Los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico se detallan a continuación:

Punto de máxima potencia: Es el punto donde el producto de la tensión y el voltaje da la máxima potencia, a estos valores se les conoce como tensión de máxima potencia y corriente de máxima potencia.

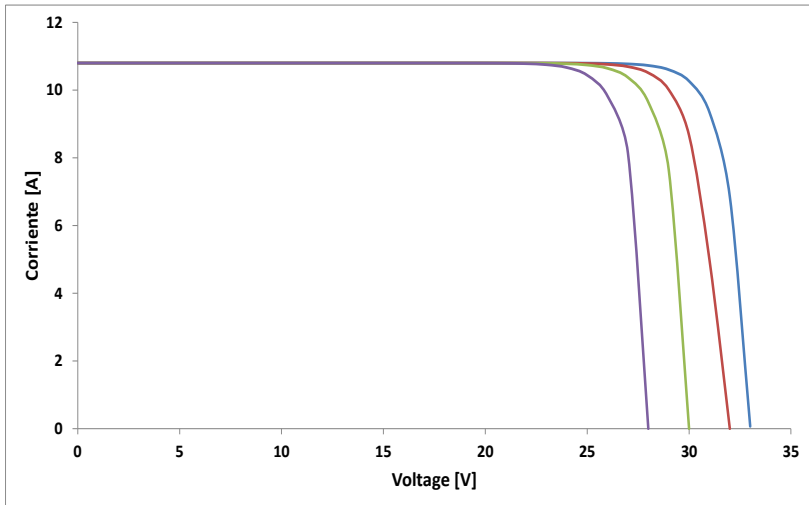
Corriente de Cortocircuito: Es la corriente de salida cuando los terminales están cortocircuitados.

Tensión a circuito abierto: Es la tensión presente en los terminales cuando fluye una corriente cero en el módulo (S. E. International, 2004, p. 363).

Eficiencia: Relación entre la potencia eléctrica generada y la irradiancia incidente bajo Condiciones de Medida Estándar (Rújula, 2009: 336).

La curva de tensión-corriente característica es función entre otras cosas de la temperatura, a la cual se encuentre la célula solar (S. E. International, 2004: 363), cabe destacar la relación inversa entre la temperatura y la eficiencia, es decir a mayor temperatura menor eficiencia y viceversa, como se puede apreciar en la figura 1.20 bajo condiciones estándar de irradiancia y distribución espacial (Rújula, 2009: 336).

Figura 1.20. Efecto de la temperatura en el rendimiento de módulos fotovoltaicos.



Fuente: *Á. A. B. Rújula / Sistemas fotovoltaicos*

Cabe hacer mención que la temperatura que afecta la eficiencia de la conversión de energía en los paneles fotovoltaicos no es precisamente la temperatura del ambiente, sino la temperatura a la cual se encuentra la celda, para lo cual se puede utilizar la ecuación (1.22).

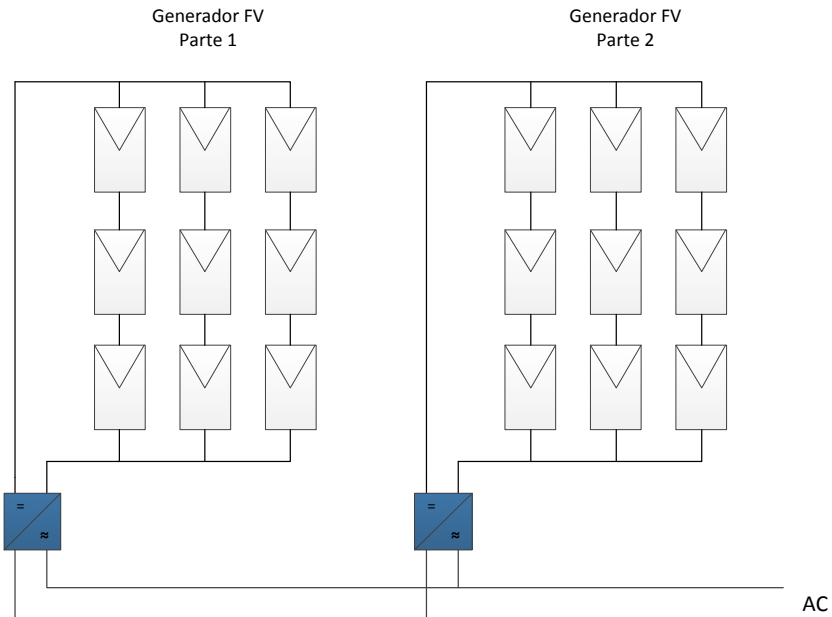
$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} G \quad (1.22)$$

Donde:

- T_c** Temperatura de la celda
- T_a** Temperatura ambiente
- T_{ONC}** Temperatura nominal de operación
- G** Irradiancia incidente en W/m^2

- **Conexión por partes:** En sistemas medianos, se conecta algunos inversores uno por cada generador FV, principalmente, por la potencia de salida. Figura 1.21.

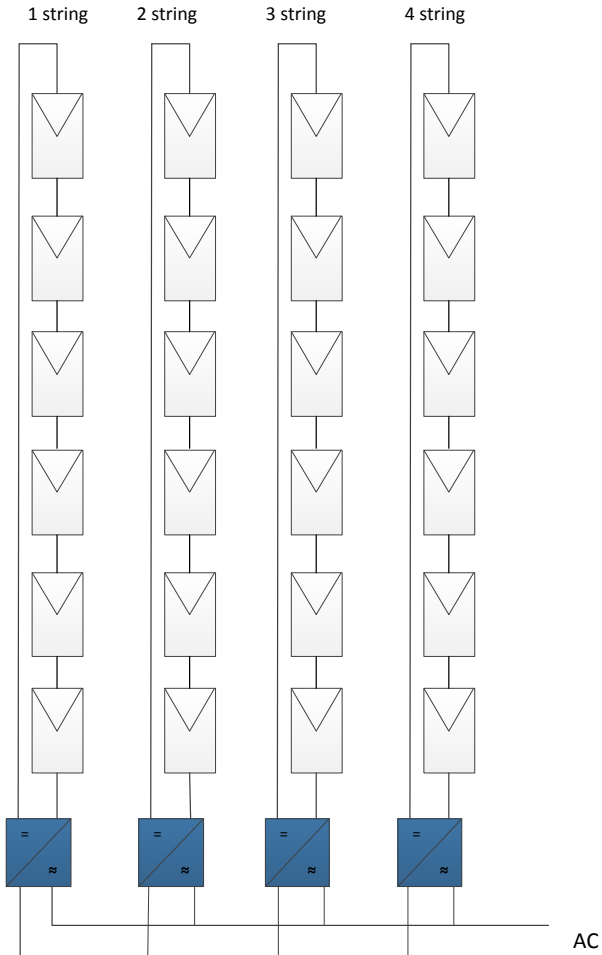
Figura 1.21. Conexión del inversor por partes.



Fuente: Á. A. B. Rújula/ *Sistemas fotovoltaicos*

- **Conexión por strings:** Para sistemas donde cada *string* tenga diferente de orientación y sombreado. Figura 1.22.

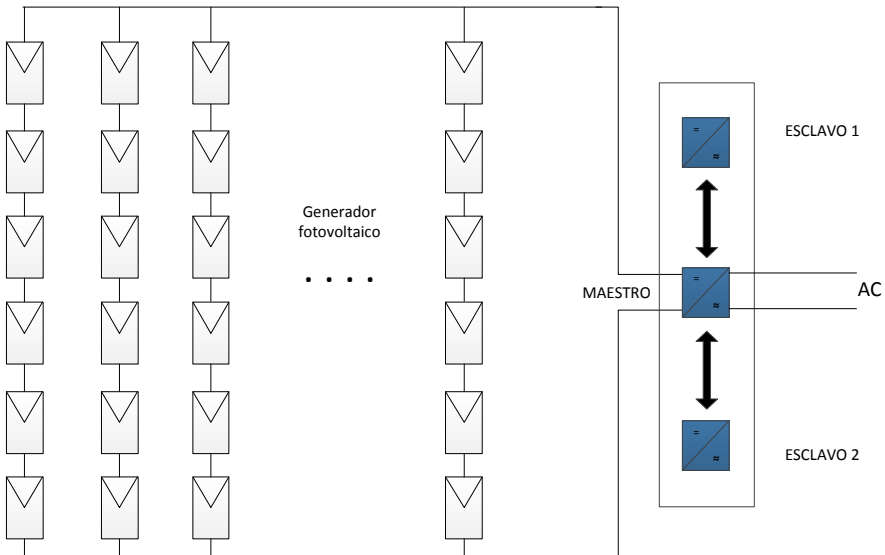
Figura 1.22. Conexión del inversor por strings.



Fuente: Á. A. B. Rújula/ *Sistemas fotovoltaicos.*

- Configuración Maestro-Eslavo: Para grandes sistemas fotovoltaicos, donde el inversor maestro trabaja cuando hay baja potencia y conforme aumenta esta, entran en funcionamiento los otros dos. Figura 1.23.

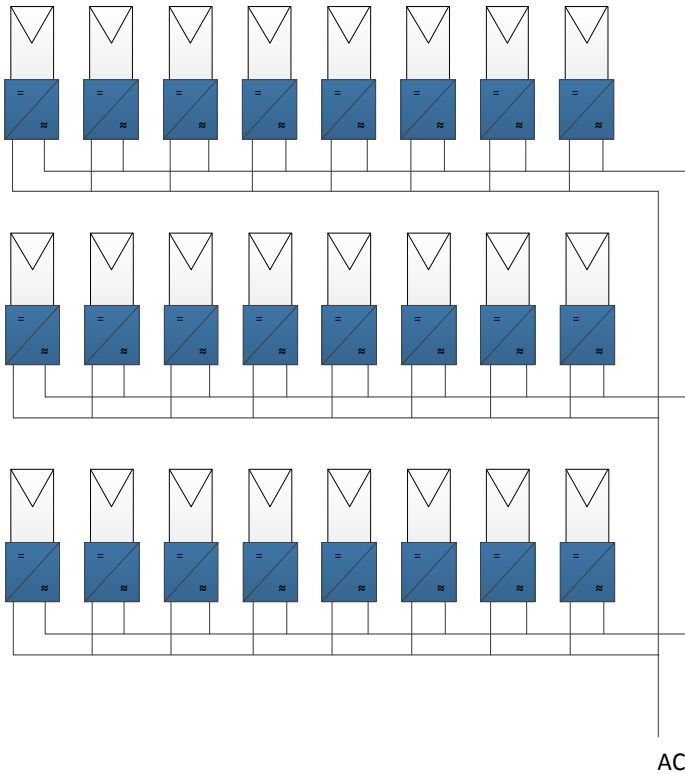
Figura 1.23. Conexión del inversor en configuración maestro - esclavo.



Fuente: Á. A. B. Rújula / Sistemas fotovoltaicos.

- **Inversor individual para cada módulo FV:** Es una posibilidad no muy extendida por el costo económico, sin embargo presenta mayor eficiencia puesto que el módulo FV trabaja en el punto de máxima potencia. Figura 1.24.

Figura 1.24. Conexión del inversor individual para cada módulo FV.



Fuente: Á. A. B. Rújula/ *Sistemas fotovoltaicos*.

• Dimensionamiento del número de paneles

La elección de la cantidad de módulos en serie y la cantidad de ramas en paralelo depende exclusivamente de las características del

minar algunos parámetros que permitan entre otras cosas detectar ventajas e inconvenientes en la operación entre diferentes tecnologías con el fin deseleccionar la mejor opción de inversión; también se utiliza en la estimación de producción, comportamiento y cálculo de fiabilidad. Tres índices son utilizados y se detallan a continuación (Rújula, 2009: 336):

➤ Índice de producción final del sistema (Y_f)

Se define como la relación entre la salida neta de energía (E) y el valor de potencia de placa del parque generador. Ecuación (1.23). Representa la cantidad de horas que debe trabajar el campo FV a potencia nominal para generar dicha energía; su valor está dado en horas (Rújula, 2009: 336).

$$Y_f = \frac{E}{P_O} \quad (1.23)$$

➤ Índice de producción de Referencia (Y_r)

Es la relación de la irradiancia total sobre el panel H (Kwh/m²) y la irradiancia de referencia G. Representa el número de horas de sol pico. Ecuación (1.24) (Rújula, 2009: 336).

$$Y_r = \frac{H}{G} \quad (1.24)$$

➤ Performance ratio

Determina el rendimiento global del sistema y es el cociente entre la productividad final (Y_f) y la productividad de referencia (Y_r) representando así las pérdidas totales en el sistema. Ecuación (1.25) (Rújula, 2009: 336).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (1.25)$$

Si los valores de PR disminuyen esto evidentemente representa una reducción de rendimiento en el sistema y se debe encontrar la causa; si esta es normal o no, el cálculo de dicho parámetro puede ser mensual o anual y varía por ejemplo por el cambio de temperaturas ambientales en las diferentes estaciones del año (Rújula, 2009: 336).

Por último, un indicativo de la producción en un período definido, generalmente un año: es el factor de planta (FP), el cual relaciona la energía real generada por dicha central y la energía si hubiera trabajado a potencia nominal todo el periodo [ver ecuación (1.26)]. Es decir es un indicativo de la utilización de la capacidad de la planta. Es de esperar que este factor no sea del 100 %; por ciertas causas: mantenimientos, fallas, ausencia de demanda entre otros, puntualmente para central fotovoltaicas este factor será sumamente bajo debido a la intermitencia de la fuente primaria de energía, su rango es entre el 10 % y 15 % (Viejo, 2010, p. 312).

$$FP = \frac{E_{generada}}{P_{nominal} * periodo} \quad (1.26)$$

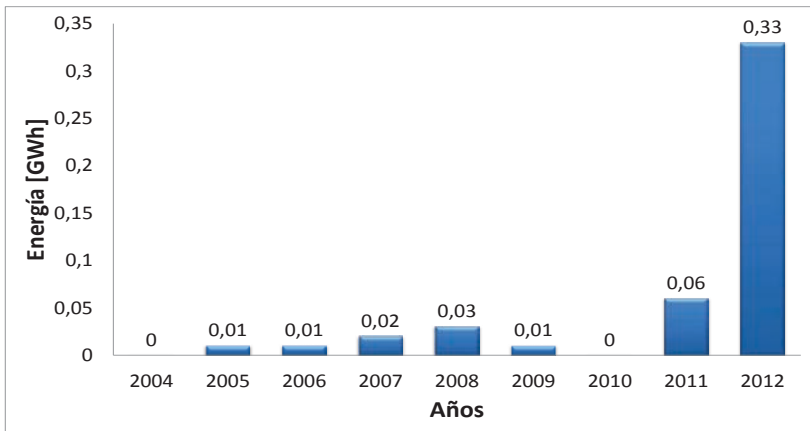
• Situación actual de generación fotovoltaica en el Ecuador

Los parámetros indicados y comparados a continuación son basados en los boletines presentados por el “Consejo Nacional de Electricidad”, CONELEC, del año 2012.

La demanda anual de energía total en el año 2012 fue de 16 169.58 Gwh con un crecimiento con respecto al año 2011 del 6.94 %; la energía fotovoltaica generada en el mismo año fue de tan solo 0.33 Gwh; lo que representa tan solo el 0.00002 % de la demanda anual total. Esto es de esperarse, puesto que el desarrollo de centrales fotovoltaicas en el Ecuador recién se encuentra en su fase inicial (CONELEC, 2013). La energía fotovoltaica dio sus primeros aportes en el año 2005, pero a partir de aquí quedó estancada; sin embargo, en los dos últimos años se destaca un aumento relativamente pronunciado como se puede apreciar en la figura 1.25.

Hasta el año 2012 solo existía una central fotovoltaica, ubicada en la Isla de San Cristóbal con una potencia nominal de 0.01 MW, también se destaca la instalación de paneles solares independientes principalmente en la provincia de Morona Santiago y en menor cantidad en la provincia de Orellana (CONELEC, 2013).

Figura 1.25. Producción anual de energía fotovoltaica en el Ecuador.



Fuente: CONELEC

- **Perspectivas y regulaciones para el desarrollo de centrales fotovoltaicas en el Ecuador**

El CONELEC por medio de la regulación 004/11 expedida en el año 2011, determinó el “tratamiento para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales”, la cual establece entre otras cosas requisitos, precios, periodos de vigencia y forma de despacho de generadores que se apeguen a esta ley. Energías renovables no convencionales son la eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas menores a 50 MW.

En el año 2012, se realizó una invitación para cualquier interesado en participar en el desarrollo de proyectos de generación renovable no convencional, los cuales tuvieron que participar en la calificación y cumplir con determinados requisitos. El 30 de enero del 2013 se realizó

la suscripción y entrega de títulos habilitantes a las empresas privadas interesadas.

Bajo la regulación 004/11, a las generadoras fotovoltaicas se les cancelará 40.03 cUSD/KWh en el territorio continental y 44.03 cUSD/KWh en la región insular; sin embargo, no se reconocerá pago por disponibilidad entre otros rubros porque el CENACE dará despacho preferente de manera obligatoria hasta un límite del 6 % de la capacidad instalada del SNI a todas las centrales de energía renovable no convencional con excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, biomasa y geotérmicas. La vigencia de los precios mencionados anteriormente, será de 15 años y a partir de esto se negociará con la norma vigente a esa época, en cuanto a la calidad de servicio y requisitos para la conexión se acogerán a los parámetros técnicos de los generadores convencionales y a las regulaciones que los gobiernen (CONELEC, 2013).

En la tabla 1.4, se presenta los proyectos fotovoltaicos mayores a 1 MW sujetos a la regulación 004/11.

Tabla 1.4. *Proyectos de Generación Fotovoltaica mayores a 1MW sujetos a la regulación 004/11.*

No.	Proyecto	Capacidad MW	CIUDAD
1	SHIRI I	50.0	Quito
2	SALINAS	2.0	Pedro Moncayo
3	IMBABURA-PIMÁN	25.0	Manta
4	SANTA ELENA I	25.0	Manta
5	CENTRO DEL MUNDO	10.0	Cayambe
6	RANCHO CAYAMBE	16.0	Guayaquil
7	VAIANA	20.0	Guayaquil
8	CHOTA-PIMÁN	8.0	Quito
9	MANABÍ	30.0	Manta
10	MONTECRISTI	12.0	Manta
11	SAN ALFONSO	6.0	Guayaquil
12	ZAPOTILLO	8.0	Quito
13	LAGARTO	20.0	Guayaquil
14	CONDORSOLAR	30.0	Ibarra
15	SOLARCONNECTION	20.0	Ibarra

Fuente: CONELEC.

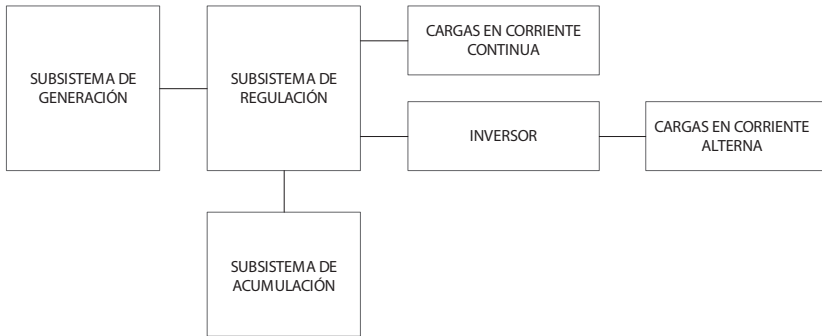
El CONELEC presenta un “Atlas Solar de Ecuador” con fines de generación eléctrica, donde detalla la metodología y entre otras cosas se destaca la resolución de 1 Km^2 a partir de celdas de 40 Km^2 de un modelo CRS (Climatological Radiation Model), los datos pertenecen al periodo 1985-1999, detalla el diseño de sistemas fotovoltaicos y presenta mapas de insolación mensual, promedio y por tipos de radiación (CONELEC, 2013). Uno de esos mapas se adjunta en el Anexo 2.

1.4 Explotación a nivel residencial

Los sistemas fotovoltaicos autónomos son aquellos que no están conectados a la red y se utilizan entre otras cosas en lugares remotos, donde no llega la red eléctrica y en electrificación de viviendas y edificios como sistemas autónomos o complementarios a la red.

En la figura 1.26, se muestra los subsistemas de un sistema fotovoltaico autónomo de manera general, ya que la complejidad depende de la aplicación y de condiciones concretas de cada instalación.

Figura 1.26. Esquema general de una instalación fotovoltaica autónoma.



Fuente: Á. A. B. Rújula / *Sistemas fotovoltaicos*.

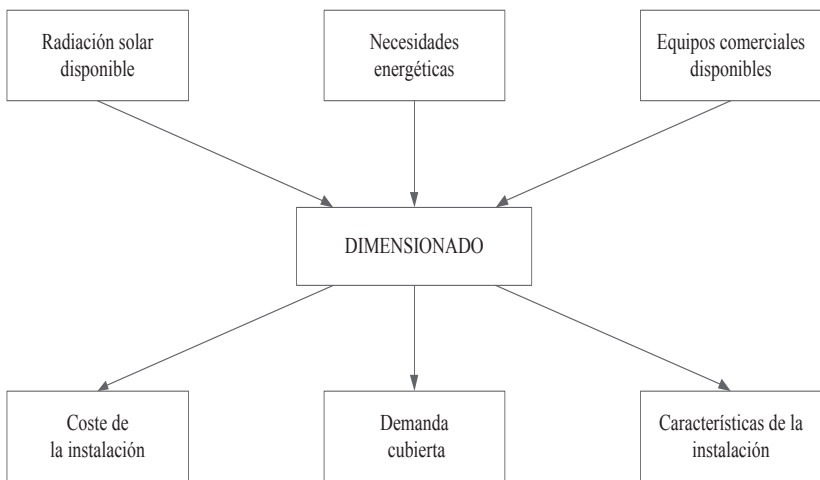
Cuando se va a emprender un proyecto fotovoltaico para energizar un grupo de viviendas se tiene dos opciones: instalación centralizada o descentralizada.

La instalación centralizada es cuando un único generador alimenta a todos los consumidores presentando ventajas de reducción de elementos de

- Determinar el tipo de arreglo de los paneles.
- Establecer el controlador.
- Dimensionar el inversor.
- Cálculo y especificación del cableado eléctrico.

Algunas consideraciones se deben valorar antes del dimensionamiento del sistema FV y son: la radiación solar disponible, las necesidades energéticas, la demanda, equipos comerciales disponibles, características de la instalación y, por último y no menos importante, el coste de la instalación, figura 1.27.

Figura 1.27. Esquema general de dimensionamiento de una instalación fotovoltaica autónoma.



Fuente: Á. A. B. Rújula / *Sistemas fotovoltaicos*

Existen dos métodos de dimensionado, el método del mes peor y el método de la probabilidad de fallo en el consumo. El primero realiza un balance de energía seleccionado el mes cuando las condiciones de radiación solar y consumo de carga son más desfavorables, teniendo en mente que si el sistema funciona en este mes también lo hará en los demás; sin embargo no existe optimización energética ni cuantifica la fiabilidad. El segundo método realiza balances energéticos en un periodo

extenso (algunos años) con el fin de calcular el tamaño de los módulos y baterías para garantizar una fiabilidad dada y optimizar energéticamente la instalación (Rújula, 2009: 336).

Para estimar la energía consumida, se debe evaluar por separado los equipos en corriente alterna y los equipos en corriente continua. El cálculo debe abarcar las diferentes estaciones del año y en caso de no haber variaciones por este factor se puede utilizar un valor promedio. La energía demandada por cada equipo será su potencia nominal de placa por sus horas de funcionamiento diario.

Una vez calculado, la demanda de cada equipo se suman los de AC y los de DC en dos parámetros, T_{cc} (corriente continua) y T_{ca} (corriente alterna). El consumo en corriente continua, C_c responde a la ecuación (1.27) donde E_b es el margen de seguridad de captación generalmente 15 %.

$$C_c = (100 + E_b) * T_{cc} / 100 \quad (1.27)$$

El consumo en corriente alterna C_a está definido por la ecuación (1.28), donde E_i es la eficiencia del inversor la cual depende en qué punto de trabajo esté operando, sin embargo se suele utilizar un factor del 85 %.

$$C_a = (100 + E_b) * T_{ca} / E_i \quad (1.28)$$

El consumo diario total es la suma de las cargas AC y DC, ecuación (1.29).

$$C_t = C_c + C_a \quad (1.29)$$

La evolución de la radiación solar disponible depende de la climatología diurna del lugar y de la inclinación del panel respecto a los rayos solares, la cual generalmente es fija en sistemas autónomos residenciales aunque se puede realizar variaciones con las estaciones del año para aumentar la captación; esto se ha desarrollado en el subcapítulo 1.2 y la ecuación (1.15) permite calcular la radiación incidente a diferentes inclinaciones del colector (Rújula, 2009: 336).

En la figura 1.28, se presenta una hoja de dimensionamiento para calcular el campo de captación y el sistema de acumulación, donde no hace falta explicar en si sus parámetros ya que son muy claros.

Un factor importante es el parámetro “días de autonomía” que corresponde al tiempo que podrá funcionar la instalación sin recibir radiación solar alguna; este valor es función de la localización y como Ecuador no presenta días de oscuridad esta cantidad no será elevada.

La máxima profundidad de descarga de las baterías se adopta en función de no perjudicar las prestaciones de las mismas, usualmente toma valores del 70 %.

El regulador de carga se selecciona más que por sus indicadores (estados, corriente, voltaje) por su voltaje y corriente de funcionamiento. La corriente nominal debe ser superior en un 25 % a la corriente proveniente de los paneles o la que absorbe la carga y el voltaje igual al nominal.

Figura 1.28. Hoja de dimensionado para la evaluación de la energía necesaria en un sistema FV.

Aplicación					
Ubicación					
Consumo de los equipos en corriente continua					
Descripción del equipo	Potencia (W) P	Número de equipos N	Horas/día de función H	Consumo (Wh/día) P*N*H	
Total Tcc					
Consumo de los equipos en corriente alterna					
Descripción del equipo	Potencia (W) P	Número de equipos N	Horas/día de función H	Consumo (Wh/día) P*N*H	
Total Tcc					
Margen de seguridad de captación (Eb)					%
Eficiencia del inversor (Ei)					%
Consumos en corriente continua (Cc = (100 + Eb)*Tcc/100)					Wh/día
Consumos en corriente alterna (Ca = (100 + Eb)*Tac/Ei)					Wh/día
Consumos (Ct = Cc + Ca)					Wh/día

La potencia del inversor depende de la sumatoria de la potencia de la cargas de AC, simultaneidad en el uso de cargas y del arranque de motores eléctricos, aunque los inversores pueden soportar durante unos segundos picos del 200 o 300 %, dependiendo el fabricante, se debe tomar en cuenta también que si el inversor trabaja a baja potencia su eficiencia es sumamente reducida. El voltaje de entrada y salida debe ser la nominal de la instalación.

El dimensionamiento del cableado en corriente alterna es el comúnmente utilizado en instalaciones residenciales, sin embargo existe una variación en el cableado de corriente continua donde prácticamente se desea minimizar las pérdidas por elevadas corrientes, la ecuación (1.30) permite calcular la sección mínima del conductor (Rújula, 2009: 336).

$$S = \frac{3,448 * L * I}{(V * \Delta V)} \quad (1.30)$$

Donde:

- S Sección mínima del cable, en mm^2
- L Longitud del cable (solo ida), en metros.
- I Intensidad máxima, en amperios.
- V Tensión de trabajo, en voltios.
- ΔV Caída de tensión, en tanto por ciento.

• Parámetros de fiabilidad

Para medir la fiabilidad de un sistema FV se utiliza el concepto de probabilidad de pérdida de carga, LOLP (loss of load probability), que representa la probabilidad de que en algún momento el sistema no sea capaz de suministrar energía eléctrica a la carga y se define como la relación entre el déficit de energía y la demanda, ambos en un periodo de tiempo determinado, ecuación (1.31), cuando la integral es definida.

$$LOLP = \frac{\int \text{déficit de energía}}{\int \text{demanda de energía}} \quad (1.31)$$

El concepto de LOLP está relacionado con el campo de generación (C_A) y el sistema de almacenamiento con la carga (C_S) y en un periodo de referencia de un día. C_A se define como la relación entre los valores medios de la energía producida por generador y la energía consumida por la carga (L), ecuación (1.32), y C_S es la máxima energía que puede extraerse del acumulador dividida para el valor medio de la energía consumida por la carga (L), ecuación (1.33).

$$C_A = \frac{n_G * A_G * G_d}{L} \quad (1.32)$$

Donde:

- A_G Área del generador FV.
- n_G Eficiencia del generador FV.
- G_d Valor medio de la irradiación diaria sobre el colector.

$$C_S = \frac{c_u}{L} \quad (1.33)$$

Donde:

- C_U Capacidad utilizable del acumulador.

Para un lugar y una carga determinada existen diferentes pares de valores de C_A y C_S que conducen al mismo valor de LOLP, un valor menor de este significa mayor tamaño del sistema y por ende mayor cos-

MUESTREO Y MODELOS DE ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR

En el presente capítulo se abordará las herramientas matemáticas, probabilísticas y estadísticas necesarias para el análisis y modelado de la radiación solar en el DMQ, se presentan también algunos modelos ya desarrollados de estimación del recurso solar a nivel mundial. Por otra parte se concluye en este capítulo quizás con lo más importante para el buen o mal desarrollo y es la validación de información histórica referente al proceso de calidad que debe mantener la misma para la construcción de una base de datos sólida y confiable necesaria para el desarrollo del capítulo siguiente.

2.1 Modelos de Radiación Solar Extraterrestre

En el capítulo 1.1 se presentó la ecuación (1.6) que representa el comportamiento de la radiación solar extraterrestre en un plano normal al rayo del sol (G_{on}), sin embargo es de interés conocer esta radiación pero en un plano paralelo a la Tierra (G_{oH}), la cual se define por la ecuación 2.1 (Kalogirou, 2009: 760).

$$G_{oH} = G_{on} * \cos (\theta z) \quad (2.1)$$

La radiación solar total incidente en una superficie horizontal extraterrestre en un período de tiempo es la integral de la ecuación (2.1) con límites según el intervalo elegido, generalmente se utiliza la radiación diaria (H_o) la cual se calcula por la ecuación (2.2). Si G_{oH} está dada en w/m^2 entonces H_o resulta en Joules por metro cuadrado (J/m^2). Para aplicaciones eléctricas es conveniente transformar a una medida de energía más familiar como lo es el Kwh/m^2 (Duffie y Beckman, 2006: 908).

$$H_o = \frac{24 \cdot 3600 \cdot G_{sc}}{\pi} \left\{ 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360 n}{365}\right) \right\} * (\cos \varnothing \cos \delta \sin \omega s + \frac{\pi \cdot \omega s}{180} \sin \varnothing \sin \delta) \quad (2.2)$$

El significado de los parámetros se detallan en el capítulo 1 en la tabla 1.1, sin embargo el ángulo horario de puesta de sol (ωs) se puede calcular mediante la ecuación (2.3).

$$\cos \omega s = - \tan \varnothing \tan \delta \quad (2.3)$$

Es evidente que en el estudio técnico de un proyecto fotovoltaico interesa la radiación solar en la superficie terrestre donde se procederá a colocar los paneles. La mejor fuente de información es sin lugar a duda los datos históricos del lugar tomados de un sensor como lo puede ser un piranómetro, sin embargo no siempre se cuenta con esta ventaja por lo que se recurre a realizar estimaciones a partir de información cercana al sitio que cuente de preferencia con climatología similar (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671).

Angstrom, en 1924, desarrolló una ecuación (2.4) de regresión con el objeto de estimar la radiación promedio diaria en un mes determinado incidente en un plano horizontal sobre la tierra (H), teniendo como variables de entrada la radiación promedio diaria de un día claro (sin lluvia, sin nubosidad) de dicho mes (H_c), horas de sol promedio diaria del mes en cuestión (n), máximo de horas de sol en un día del mes (N), y las constantes empíricas “a” y “b” (Duffie y Beckman, 2006: 908).

$$\frac{H}{H_c} = a + b \frac{n}{N} \quad (2.4)$$

Partiendo de un problema eminente presente en la ecuación (2.4) referente a la variabilidad de interpretación de un día claro para el parámetro H_c , Page junto con otros científicos desarrollaron (1964) la ecuación (2.5) muy similar a la de Angstrom, pero que en vez de contemplar H_c , la sustituye por la radiación extraterrestre (H_o) calculada anteriormente con la ecuación (2.2) (Duffie y Beckman, 2006: 908).

$$\frac{H}{H_o} = a + b \frac{n}{N} \quad (2.5)$$

Ambas constantes empíricas (a y b) se determinan a través de una regresión o comparación con datos históricos del sitio en cuestión o de lugares aledaños; se puede ajustar estas constantes para diferentes localidades con el fin de minimizar el error.

El valor de “ n ” puede ser tomado como recomienda la tabla 1.2 en el capítulo 1; sin embargo la interpretación de “ n ” y “ N ” puede variar y concluir en estimaciones erróneas. Partiendo de este hecho la relación $\frac{n}{N}$ se puede contemplar dentro de la constante “ b ”, y la sumatoria de a y b se puede simplificar en una constante total K_T como lo muestra la ecuación (2.6) (Kalogirou, 2009: 760).

$$\frac{H}{H_o} = K_T \quad (2.6)$$

Cabe destacar que K_T representa todas las pérdidas de radiación solar que se producen entre la radiación que llega a la parte exterior de la Tierra y la radiación que incide con la superficie terrestre en cuestión. En

su mayoría estas pérdidas se producen en la atmósfera por su densidad y transmitancia de los gases constitutivos.

En ocasiones, es necesario conocer el porcentaje de radiación difusa presente en la radiación diaria total medida. Diferentes estudios han demostrado que dicha razón está en función del parámetro K_T , conocido como índice de claridad, y que mantiene el mismo comportamiento en diferentes partes del mundo; mas este parámetro difiere con las distintas estaciones del año.

Para ángulos horarios de puesta de sol menores a 81.4° ($\omega_s \leq 81.4^\circ$) se relaciona con la ecuación (2.7).

$$\frac{H_d}{H} = \begin{cases} 1 - 0.2727 K_T + 2.4495 K_T^2 - 11.9514 K_T^3 + 9.3879 K_T^4 & \text{para } K_T < 0.715 \\ 0.142 & \text{para } K_T < 0.715 \end{cases} \quad (2.7)$$

Para ángulos horarios de puesta de sol mayores a 81.4° ($\omega_s \leq 81.4^\circ$), se calcula con la ecuación (2.8).

$$\frac{H_d}{H} = \begin{cases} 1 + 0.2832 K_T - 2.5557 K_T^2 + 0.8448 K_T^3 & \text{para } K_T < 0.715 \\ 0.175 & \text{para } K_T < 0.715 \end{cases} \quad (2.8)$$

Donde H_d es la radiación difusa diaria. Las ecuaciones (2.7) y (2.8) son desarrolladas por Liu&Jordan (Duffie y Beckman, 2006: 908).

• Modelo de Stefan-Boltzmann

En la superficie de un cuerpo, incide siempre energía por medio de ondas electromagnéticas tanto desde el interior como desde el exterior, cuando incide desde el exterior, pertenece a los cuerpos que lo

rodean, por ejemplo, la Tierra recibe energía de la estrella solar (Eisberg, 1983: 710).

Cuando las ondas impactan sobre la superficie una parte se refleja y otra se absorbe dependiendo del cuerpo; un caso especial es el cuerpo negro, donde toda la energía del exterior es absorbida y toda la del interior es emitida. Cuando un cuerpo es catalogado como buen emisor es al mismo tiempo buen absorbimiento y todo lo contrario para cuerpos muy refractivos, es por esto que la superficie de los paneles solares es oscura intentando aprovechar la mayor cantidad de energía incidente sobre él (Eisberg, 1983: 710).

El espectro emitido por un cuerpo negro contiene un conjunto de frecuencias de onda y a cada una le corresponde una densidad de energía, la cual se ha demostrado que depende solamente de la temperatura de la superficie del cuerpo y no del material que está hecho; es así como para calcular la intensidad de radiación electromagnética emitida por un cuerpo negro a una temperatura T entre las longitudes de onda λ_1 y λ_2 se utiliza la ecuación (2.9) (Moreno y Martínez, 2007: 252).

$$H = \frac{c}{4} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} u(\lambda) d(\lambda) \quad (2.9)$$

Cuando se integra la ecuación (2.9) desde un límite inferior igual a cero hasta el infinito se obtiene la radiación electromagnética del cuerpo en todo el espectro y la ecuación se simplifica a la ecuación (2.10), donde se resalta la dependencia con la potencia cuarta de la temperatura.

$$H = Ke * \sigma * T^4 \quad (2.10)$$

La constante σ se conoce como la constante de Stefan-Boltzmann y es igual a $5.6703 \times 10^{-8} \text{ watt/m}^2 \text{ K}^4$, Ke representa una constante de emisividad dependiendo del cuerpo entre 0 y 1, uno en el caso ideal de un cuerpo negro, la temperatura es absoluta en grados kelvin para obtener el resultado en unidades de W/m^2 (Moreno y Martínez, 2007: 252).

Como el cambio de un grado centígrado equivale al cambio de un grado kelvin se podría utilizar la misma constante de Stefan-Boltzmann

en caso de trabajar con grados centígrados, sin olvidar que entonces la constante de *emisividad* no se encontraría entre 0 y 1, sino en un rango diferente, de esta manera es como también se pretenderá modelar la radiación solar para generación eléctrica en un emplazamiento, ya que es más abundante contar con datos de temperatura quedando pendiente por estimar las constantes de emisividad para las diferentes zonas del DMQ.

• Análisis de Fourier

Realizar un análisis de Fourier significa descomponer una función periódica en una suma infinita de señales sinusoidales [ecuación (2.11)] y verificar qué componentes dictan en mayor proporción el comportamiento de la señal original; dado que la radiación solar en un año y en un punto determinado del DMQ es periódica, $f(x) = f(x + p)$, se puede aplicar este análisis no solo para después poder estimarla, sino también para poder reconstruirla quitando el ruido generado por cualquier factor (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{i=1}^{\infty} (a_i \cos(i\omega t) + b_i \sin(i\omega t)) \quad (2.11)$$

Los componentes a_0 , a_i y b_i son denominados coeficientes de Fourier y se calculan mediante la ecuación (2.12), (2.13) y (2.14) respectivamente, cuando “ i ” es igual a 1, se conoce como la componente fundamental y para mayores a uno como armónicas (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

$$\frac{a_0}{2} = \frac{2}{P} \int_{-P/2}^{P/2} f(t) dt \quad (2.12)$$

$$a_i = \frac{2}{P} \int_{-P/2}^{P/2} f(t) \cos(i\omega t) dt \quad (2.13)$$

$$b_i = \frac{2}{P} \int_{-P/2}^{P/2} f(t) \sin(i\omega t) dt \quad (2.14)$$

Para realizar la reconstrucción de señales, se ingresa en una incertidumbre de cuantas armónicas utilizar, empíricamente, se conoce que si la señal no tiene discontinuidades su convergencia será rápida y no presenta el fenómeno de Gibbs, que es el caso de la radiación solar; todo lo contrario si la señal presenta saltos donde se debe utilizar muchos componentes como el caso de ondas cuadradas (2008: 602).

Sin embargo, existe la relación de Parseval la cual básicamente demuestra que la energía total de una señal $f(t)$, P_x , es igual a la energía de su transformada de Fourier $F[f(t)]$, lo cual matemáticamente se expresa en la ecuación 2.15. La interpretación de dicha relación en esta investigación, por los fines que se sigue, es que bastará con reconstruir la señal con el número de armónicas donde la energía no supere el 5 % del error (Wavelets-E-Prints Complutense, 2013).

$$P_x = \frac{1}{P} \int f(t)^2 dt \quad (2.15)$$

Este método se utilizará como tercer modelo para estimar la energía solar incidente en un emplazamiento con fines de generación eléctrica.

2.2 Regresiones y funciones de tendencia

A menudo en muchas ramas de la ingeniería, incluyendo la “Ingeniería Eléctrica”, se presentan problemas de estimación de parámetros o condiciones sabiendo que existe algún tipo de relación entre un conjunto de variables. El desarrollo de la presente investigación no es un caso diferente, pues se pretende estimar la radiación solar a partir de un conjunto de variables de entrada para lo cual existen herramientas matemáticas llamadas “Regresiones” las cuales pueden ser lineales simples, lineales

múltiples y no lineales. El objeto de estas y en todos los casos es determinar una curva (o recta) de tendencia que mejor ajuste y explique el comportamiento de un experimento, fenómeno, población o cualquier otro suceso (Mendenhall y otros, 2008: s.p.). Se utilizará para pronosticar las constantes K_T y Ke de las ecuaciones (2.6) y (2.10) en función de la posición geográfica y la altura de un emplazamiento prospecto para explotación fotovoltaica.

• Regresión lineal simple

La regresión lineal simple es cuando existe una variable dependiente y solo una variable independiente, las cuales se supone mantienen una relación lineal (recta), se trata entonces de encontrar la ecuación que mejor explique un conjunto de datos experimentales, en este caso la radiación solar en el DMQ.

La variable de interés (y) se denomina variable de respuesta, mientras la variable independiente (x) se conoce frecuentemente como variable predictiva; es entonces que se relacionan por la ecuación (2.16) que no es más que la ecuación de la recta (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

$$Y = b x + a \quad (2.16)$$

Este modelo se crea para un conjunto de par de mediciones (X_i, Y_i) que consta de “n” muestras, uno de los procedimientos para encontrar la pendiente “b” y la ordenada al origen “a” que mejor ajuste la recta es el método de los mínimos cuadrados, el cual se detalla a continuación.

• Mínimos cuadrados

El principio de los mínimos cuadrados minimiza la suma de los cuadrados de los valores observados y predichos con la recta de la variable dependiente (y); esta suma se conoce como suma de los cuadrados de los residuos (SSE) y se define por la ecuación (2.17), donde Y_i es el valor real y \hat{Y}_i es el valor predicho[29].

$$SSE = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2 \quad (2.17)$$

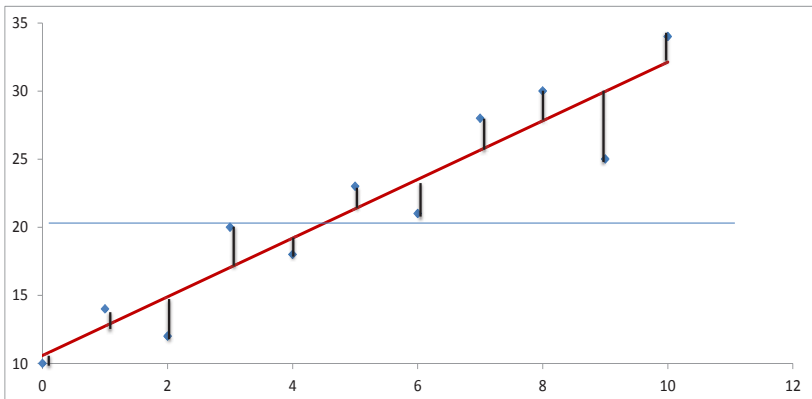
Al derivar la ecuación (2.17) para minimizar el error se obtiene las ecuaciones para determinar los coeficientes “b” y “a” en la ecuación (2.18) y (2.19) respectivamente.

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \quad (2.18)$$

Donde \bar{X} es la media de “x” y \bar{Y} es la media de “y”.

$$a = \bar{Y} - b \bar{X} \quad (2.19)$$

Figura 2.1. Método de mínimos cuadrados.



Fuente: W. Mendenhall/Introducción a la probabilidad y estadística.

Cabe recalcar que las ecuaciones encontradas para a y b son exclusivamente funcionales para la regresión lineal, el método de mínimos

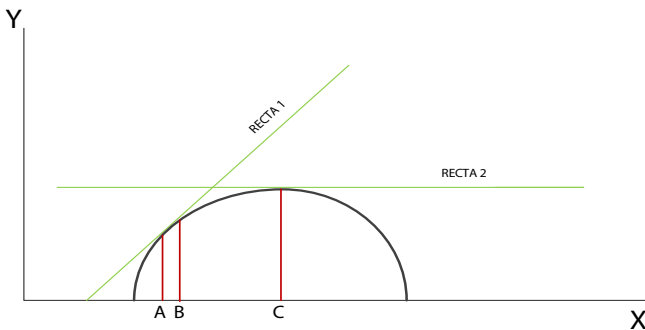
cuadrados se puede fácilmente extender para calcular los coeficientes de cualquier otro tipo de función como lineales múltiples y no lineales siguiendo el principio de minimizar el cuadrado de los errores, se puede apreciar dicho principio en la figura 2.1.

Una forma de medir si la fuerza de la relación encontrada es el coeficiente de correlación (r) es cual se calcula mediante la ecuación (2.20), donde “ S ” es la varianza. El coeficiente “ r ” se puede mostrar como porcentaje o como proporción, valores más cercanos a 1 (100 %) muestran una mejor correlación, sin embargo es muy extraño obtener valores cercanos a la unidad por lo que la buena o mala relación es relativa y depende del tipo de experimento (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

$$r = \frac{S_{xy}}{S_x S_y} \quad (2.20)$$

En la figura 2.2, se puede apreciar que una regresión lineal no es la correcta en esta distribución; sin embargo puede ser una buena aproximación en tramos específicos y cortos como por ejemplo entre “A” y “B”. Partiendo de lo anterior, hay que tener mucho cuidado cuando se realiza regresiones y, posteriormente, se quiere extrapolar ya que podría producir datos pronosticados erróneos al no conocer la tendencia total del experimento (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

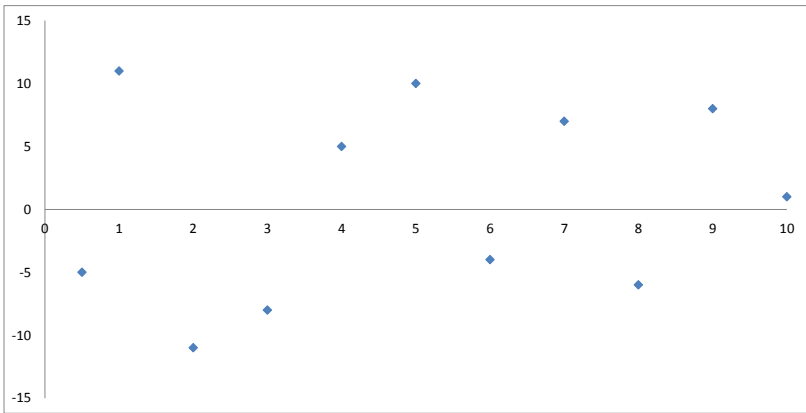
Figura 2.2. Relación no lineal y liberalización por tramos.



Fuente: W. Mendenhall/Introducción a la probabilidad y estadística.

Otra forma de verificar la relación de una regresión lineal es mediante gráficas residuales como se muestra en la figura 2.3; generalmente, la mayoría de programas computacionales presentan este tipo de gráficas, las cuales deben tener como característica una dispersión aleatoria con respecto a “0” del eje “Y”, no seguir ningún patrón y su media ser “0”, caso contrario la correlación es pobre (Walpole, 2007, s.p.).

Figura 2.3. Gráfica de Residuos de una regresión lineal.



Fuente: W. Mendenhall /Introducción a la probabilidad y estadística.

• Regresión Múltiple

La regresión lineal múltiple es similar a la regresión lineal simple con la única diferencia que puede presentar 2 o más variables independientes (X_k); estas regresiones siempre se realizan mediante un *software* debido a la complejidad de la solución y de la elección del modelo correcto.

Un modelo lineal general se define por la ecuación (2.21), donde “Y” es la variable dependiente, “ β ” son las constantes desconocidas, y “x” las variables independientes. β_0 se conoce como ordenada al origen, los coeficientes $\beta_1 \dots \beta_k$ se llaman pendientes parciales o coeficientes de regresión parciales (Walpole, 2007, s.p.).

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_k x_k \quad (2.21)$$

Para encontrar los estimadores $\beta_0 \dots \beta_k$, se utiliza nuevamente el método de los mínimos cuadrados, la función a minimizar es la ecuación (2.22) la cual posteriormente se deriva parcialmente y se iguala a cero para generar el conjunto de $k + 1$ ecuaciones. Estas se resuelven por cualquier método de sistemas de ecuaciones lineales y se obtienen los estimadores.

$$SSE = \sum_{i=1}^n (Y_i - \beta_0 - \beta_1 x_{1i} - \beta_2 x_{2i} - \dots - \beta_k x_{ki})^2 \quad (2.22)$$

También se puede realizar un ajuste de ecuaciones polinomiales de la forma de la ecuación (2.23), donde nuevamente se utiliza el modelo de mínimos cuadrados para minimizar la suma de los cuadrados de los errores (Walpole, 2007: s.p.).

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x + \beta_2 x^2 + \dots + \beta_r x^r \quad (2.23)$$

• Elección de un modelo de ajuste

Existen algunas maneras de elegir un modelo, uno de estos es a través de la prueba de hipótesis por medio del coeficiente de determinación múltiple (R^2), el cual se define en la ecuación (2.24); cabe destacar que este parámetro indica la proporción de la variación de “Y” explicada por el modelo (Walpole, 2007: s.p.).

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{Y})^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} \quad (2.24)$$

Donde \bar{Y} es la media, \hat{y}_i son los valores estimados por la regresión y Y_i son las observaciones reales.

Mientras el coeficiente de correlación múltiple (R) se acerca a uno mejor es la estimación, por lo tanto se puede comparar por medio de este parámetro diferentes modelos y también la inclusión o exclusión de variables hasta llegar a un valor aceptable del mismo; cabe destacar que se debe cumplir tanto la exactitud como la mayor simplicidad posible en el modelo.

Otra manera más elaborada en la selección de un modelo es el método secuencial que se utiliza cuando las variables independientes no son completamente ortogonales, es por esto que se mide la multicolinealidad, es decir dependencia lineal entre variables, mediante la ecuación 2.25 (Walpole, 2007: s.p.).

$$r_{ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{S_{ii}S_{jj}}} \quad (2.25)$$

El parámetro anterior muestra la independencia entre variables, por lo cual este valor no debe desviarse considerablemente de “0”, si se presenta el caso contrario sería símbolo de que ambas variables se superponen para explicar la variable dependiente por lo que se podría eliminar una de ellas, ayudando así en la consideración de las variables que se pueden incluir o excluir del modelo.

Un procedimiento común para encontrar el conjunto de variables que mejor explique un experimento es la “regresión por pasos”, la cual es muy simple, ya que se trata de introducir de forma secuencial las variables al modelo empezando con la de mayor significancia hasta la de menor significancia, excluyendo aquellas que no aporten considerablemente al modelo. Esta técnica al ser de primer orden es utilizada como herramienta preliminar para seleccionar las variables de un modelo, puesto que no son útiles para detectar curvatura o interacción de datos (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

Una vez que se ha elegido el modelo es conveniente realizar una gráfica de residuos, como el que se muestra en la figura 2.4, con el fin de detectar si se eligió bien o mal el modelo. Por ejemplo, para una regresión

lineal los residuos deben ser aleatorios con respecto a “y”, caso contrario si estos siguen una tendencia curvada se concluye que el modelo no es lineal sino más bien polinomial o lineal múltiple (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

2.3 Procesamiento de Muestras

En un principio es importante primero determinar si la serie es atemporal o temporal, la radiación solar es una serie temporal o cronológica, ya que fluctúa tanto a lo largo de un día como a lo largo del año, concluyéndose así como el muestreo debe ser cronológico.

Los factores que componen una serie de tiempo pueden ser la tendencia, variaciones estacionales, variaciones cíclicas y aleatorias. La radiación solar presenta variaciones estacionales ligadas a las estaciones del año, variaciones cíclicas correspondientes al día y la noche o a cada año, aleatorias cuando se presentan casos fortuitos y difíciles de predecir como eclipses, aviones, o sombras de algún objeto, y tendencia es lo que se trata de modelar en esta investigación para lo cual se necesita un periodo relativamente largo de muestreo (EPMAPS, 2013).

Tanto a las series temporales como atemporales se las puede acreditar algunas medidas de posición y tendencia; la media aritmética es de las más utilizadas por su gran estabilidad en el muestreo. Sin embargo es sensible cuando los valores extremos son relativamente muy grandes o pequeños. Está definida por la ecuación 2.26, donde X_i son cada una de las observaciones, y “n” es el total de observaciones (Martínez Bencardino, 2012).

$$X_{media} = \frac{\sum X_i}{n} \quad (2.26)$$

Otro parámetro atribuible a las series, con respecto a la desviación, es la varianza y la desviación estándar, la varianza (σ^2) está definida por la ecuación 2.27 y representa la desviación o variabilidad de la variable

“ x ” con respecto a la media aritmética. La raíz cuadrada de la varianza es la desviación estándar (Martínez Bencardino, 2012).

$$\sigma^2 = \sum_x (x - X_{media}) * f(x) \quad (2.27)$$

Donde $f(x)$ es la función de probabilidad de la variable x .

La covarianza es un parámetro que indica la relación lineal entre dos variables, se define por la ecuación 2.28, donde la interpretación es cuando la covarianza es cero no existe relación lineal; cuando es positiva existe relación directamente proporcional y cuando es negativa relación inversamente proporcional o pendiente negativa (Martínez Bencardino, 2012).

$$\sigma_{XY} = \sum_x \sum_y (x - X_{media})(y - Y_{media}) * f(x, y) \quad (2.28)$$

· Técnicas de Muestreo

La población o Universo es el total de donde se va a realizar la investigación, por ejemplo la radiación solar en todos los lugares y de todo momento en el DMQ, sin embargo ya que esto es imposible se extrae un número específico de mediciones (observaciones) a las cuales como conjunto se le llama “muestra”. La población puede ser finita o infinita, finita cuando está constituida por un número determinado de elementos e infinita cuando sus elementos son demasiado grandes, infinitos e incontables como lo es la radiación solar en el DMQ (Walpole, 2007: s.p.).

La investigación suele ser total o parcial, total cuando se observa a todos los elementos de la población y parcial cuando se extrae una muestra de la población para determinar características totales debido a que es imposible técnica o, económicamente, realizar las observaciones a todos los elementos del Universo.

Por otra parte, el muestreo también se puede clasificar en aleatorio y no aleatorio, aleatorio cuando los elementos de la población tienen

Tabla 2.1. Observaciones del número de mantenimientos de una central fotovoltaica

8	2	4	10	2	1	6	5	1	6
8	5	6	9	10	10	7	10	10	9
8	8	7	6	0	8	8	2	2	5
1	7	10	4	9	6	10	3	10	3
6	7	4	5	1	9	6	9	8	1
4	5	3	9	2	8	7	5	5	3
6	3	1	9	3	4	2	5	5	6
10	0	8	1	10	10	7	8	5	6
3	8	7	7	6	4	4	10	4	1
6	4	10	10	5	10	4	7	8	7

Fuente: Joffre Constante.

La frecuencia relativa ($f(x)$) satisface la ecuación (2.29) y la sumatoria de todas las frecuencias relativas es 1, satisfaciendo la ecuación (2.30).

$$F(x) = \sum_{t \leq x} f(t) \quad (2.29)$$

$$\sum_x f(x) = 1 \quad (2.30)$$

Tabla 2.2. Tabla de frecuencias del experimento de la tabla 2.1.

Número de mantenimientos	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Relativa $f(x)$	Frecuencia Absoluta Acumulada	Frecuencia Relativa Acumulada $F(x)$
0	2	0.02	2	0.02
1	8	0.08	10	0.1
2	6	0.06	16	0.16
3	7	0.07	23	0.23
4	10	0.1	33	0.33
5	11	0.11	44	0.44
6	12	0.12	56	0.56
7	10	0.1	66	0.66
8	12	0.12	78	0.78
9	7	0.07	85	0.85
10	15	0.15	100	1

Fuente: E. Kreyszig / Matemáticas avanzadas para ingeniería.

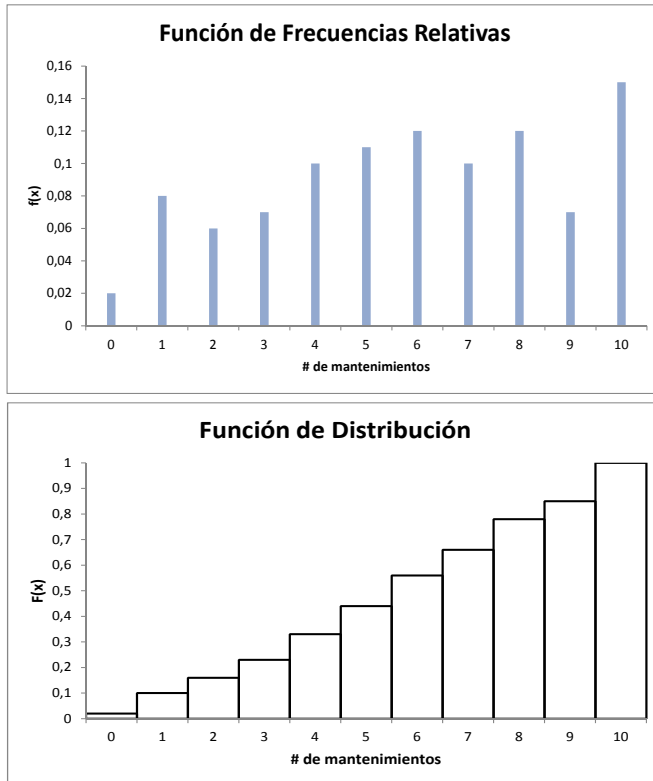
• Función de distribución

Siendo $f(x)$ la frecuencia relativa, la suma de estas frecuencias se denomina función de frecuencia acumulada o función de distribución ($F(x)$), como aparece en la ecuación 2.31 (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

$$F(x) = \sum_{t \leq x} f(t) \quad (2.31)$$

En la figura 2.4, se presenta las gráficas de frecuencias relativas y de la función de distribución de la tabla 2.1; esta última con saltos de magnitud $f(x)$ formando una función escalonada; como característico $F(x)$ antes del primer salto es cero y, luego, del último es igual a 1.

Figura 2.4. Función de frecuencia relativa y función de distribución de la tabla 2.1.



Fuente: E. Kreyszig /Matemáticas avanzadas para ingeniería.

• Agrupamiento de muestras

En casos particulares donde la muestra es demasiado extensa surgirán inconvenientes al momento de graficar la función de distribución; para estos casos es beneficioso agrupar la muestra con intervalos convenientes I que contengan todas las observaciones. Para este caso $f(x)$, sería la frecuencia relativa de clase, $F(x)$ la frecuencia acumulada de clase, y la gráfica de la función de distribución se llamaría función de distribución de la muestra agrupada (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

Para calcular el número de clases, hay que tener en cuenta que a menor clase más simplicidad de cálculo, sin embargo se pierde mucha información. El caso contrario de muchas clases dificulta el cálculo por lo que se debe encontrar un punto medio donde solo se eliminen los detalles no esenciales. Generalmente, el número de clases “k” se calcula despejando de la ecuación (2.32), el intervalo “I” o amplitud de clase se determina por la ecuación (2.33), donde H es el mayor valor observado y L, el menor valor observado. En la tabla 2.3, aparece el agrupamiento por clases del ejemplo de la tabla 2.1.

$$2^k \leq n \quad (2.32)$$

$$I = \frac{H-L}{K} \quad (2.33)$$

Tabla 2.3. *Agrupamiento de la muestra por clases del experimento de la tabla 2.1.*

CLASE			Frecuencia Relativa de Clase f(x)	Frecuencia Acumulada de Clase F(x)
Límite Inferior	Límite Superior	Promedio de Clase		
0	1.43	0.71	0.1	0.1
1.43	2.86	2.14	0.06	0.16
2.86	4.29	3.57	0.17	0.33
4.29	5.71	5.00	0.11	0.44
5.71	7.14	6.43	0.22	0.66
7.14	8.57	7.86	0.12	0.78
8.57	10	9.29	0.22	1

Fuente: E. Kreyszig / *Matemáticas avanzadas para ingeniería.*

• Intervalos de confianza

Cuando se utiliza modelos para predecir ciertas condiciones, más en general, cuando se utiliza fórmulas matemáticas aproximadas se presentan errores, los cuales es necesario determinarlos para saber la desviación máxima que puede presentarse del valor aproximado, el problema es entonces encontrar dos cantidades, que dependen de la muestra, dentro de las cuales se incluya con certeza el valor real; este intervalo formado se conoce como “Intervalo de Confianza” (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Se empieza entonces por determinar una probabilidad “ γ ” cercana al 100 %, generalmente 95 % o 99 %, luego se calcula dos cantidades Θ_1 y Θ_2 tal que la probabilidad de que el valor real este contenido dentro de estas dos cantidades sea “ γ ”, lo dicho anteriormente se representa por la ecuación (2.34).

$$P(\Theta_1 \leq \theta \leq \Theta_2) = \gamma \quad (2.34)$$

Donde:

- Θ_1 Límite de confianza inferior.
- Θ_2 Límite de confianza superior.
- γ Nivel de confianza.

La determinación de “ γ ” no es en función de la muestra o la cantidad de la misma, más bien depende estrictamente de la aplicación, es decir si es un caso de mucho riesgo la probabilidad será muy alta (99 %-99,9 %); caso contrario será relativamente baja (90 %- 95 %), por ejemplo, en estimación de la energía solar en centrales fotovoltaicas.

Así, para una distribución normal con valores muestrales $x_1 \dots x_n$ donde la variancia σ^2 del experimento es conocida, se debe calcular la media y luego determinar un nivel de confianza. Así, el límite de confianza se representa por la ecuación 2.35 (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

$$\text{CONF} \{X_{media} - k \leq \mu \leq X_{media} + k\} \quad (2.35)$$

El cálculo de “k” se efectúa por la ecuación 2.36, donde “c” es un parámetro obtenido de tablas preestablecidas; sin embargo su valor es función de la probabilidad γ que hayamos elegido y del tamaño de la muestra.

$$k = \frac{c * \sigma}{\sqrt{n}} \quad (2.36)$$

Cabe destacar que cuando el número de observación “n” de la muestra aumenta para un mismo nivel de confianza, la longitud del intervalo de confianza disminuye, es por esto, y haciendo una analogía con los proyectos de generación hidroeléctrica donde se necesita información de muchos años de caudales del río respectivo, que en la radiación solar también es importante tener un largo periodo de información.

Asimismo de manera similar se puede calcular límites de confianza para la variancia, para la media cuando se desconoce la variancia y para aplicaciones con otra clase de distribución (Martínez Bencardino, 2012).

• Prueba de hipótesis

Una hipótesis es una suposición de la distribución de una variable en una aplicación donde generalmente se desea determinar si se debe aceptar o rechazar dicha hipótesis, por ejemplo en la comparación entre dos métodos de estimación de la generación eléctrica que se va a producir en una central fotovoltaica. En otras ocasiones, la hipótesis está definida por estándares de calidad, valores referenciales de experimentos pasados o simplemente con el objeto de verificar una teoría o suposición (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

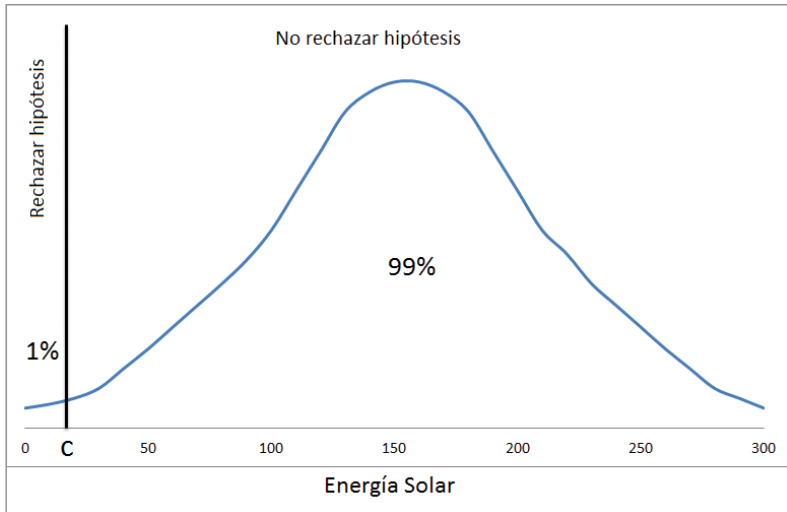
Suponiendo la hipótesis que en un lugar determinado es adecuado colocar una central fotovoltaica y con la certeza que el nivel mínimo de radiación solar incidente diario necesario para que sea factible, el número de días mínimos al año que debe ser mayor a este valor la radiación solar, se desea probar dicha hipótesis. Si la radiación solar tiene una distribución normal (para el ejemplo), se inicia con la asignación de una probabilidad

“ α ” que representa el riesgo de que en dicha probabilidad se rechace la hipótesis aun siendo verdadera. Si X es la energía solar en un día promedio “supuesta”, “ c ” el valor mínimo de energía, “ p ” la probabilidad supuesta en la hipótesis de días al año que es mayor a la radiación solar, se representa por la ecuación (2.37), la cual se utiliza en todas las aplicaciones.

$$P(X < c)_p = \alpha \quad (2.37)$$

De la ecuación (2.37), se obtiene el valor de “ c ”; si el valor medio medido de radiación solar en el lugar es mayor a “ c ” se acepta la hipótesis de que es conveniente emprender el proyecto fotovoltaico; caso contrario se da como rechazada la hipótesis. En la figura 2.5, se puede apreciar de mejor manera el ejemplo.

Figura 2.5. Densidad anual de Radiación Solar para prueba de hipótesis.



Fuente: E. Kreyszig /Matemáticas avanzadas para ingeniería.

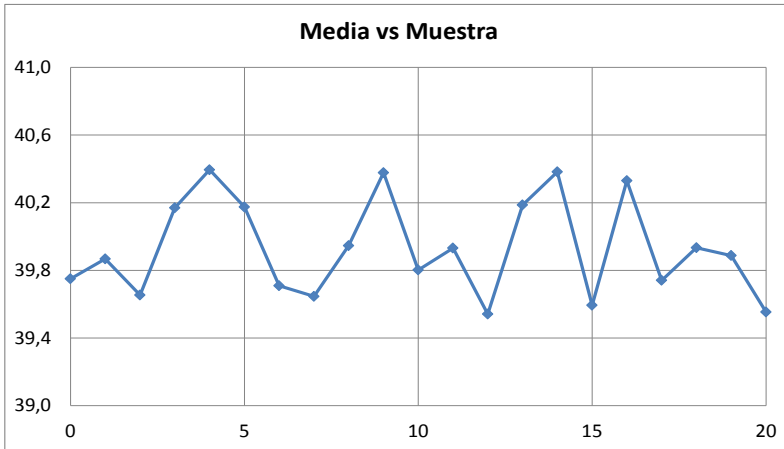
El parámetro “ c ” se conoce como *valor crítico*, los valores donde se rechaza la hipótesis como *región de rechazo* y la región donde se acepta la hipótesis como *región de aceptación* (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

• Control de calidad

El control de calidad tiene como objetivo el mantener la calidad en los procesos de producción, basándose considerablemente en los procedimientos de muestreo y algunos principios estadísticos; es así una herramienta muy importante en la administración para observar ciertas características de un elemento y poderla comparar con estándares establecidos (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Por ejemplo, en el presente caso, en una central fotovoltaica se mide continuamente la energía solar para estimar producción de energía eléctrica con modelos adecuados, si existiese un error en cualquier parte del proceso metodológico de obtención de información se esperaría falsas estimaciones de producción y, por ende, impactos económicos; es por esto que se puede y debe implementar un control de calidad en el proceso basado en la media de la información, ya que es un parámetro poco oscilante en el tiempo.

Figura 2.6. Diagrama de control para la media.



Fuente: E. Kreyszig / *Matemáticas avanzadas para ingeniería*.

En general, se suele realizar un control de calidad mediante un diagrama de control para algunos parámetros, frecuentemente, la media y la desviación estándar como se muestra en la figura 2.6 y 2.7 respectivamente.

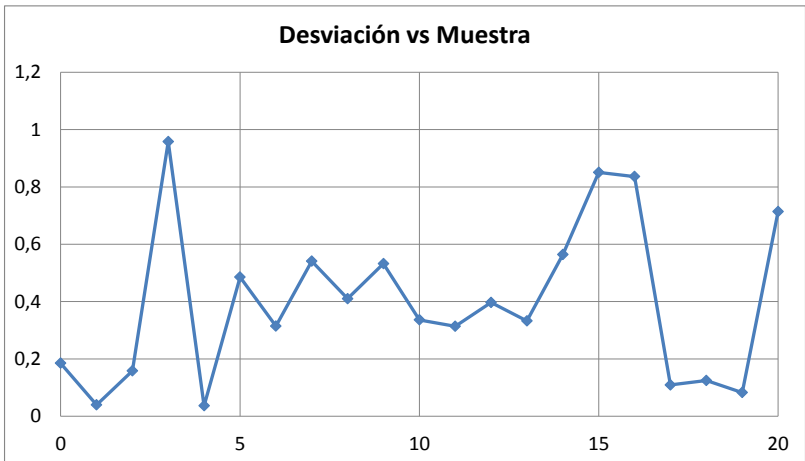
En el diagrama de control de la media, figura 2.6, se indica el límite inferior de control (LIC), la recta central de control (RC), y el límite superior de control (LSC). Ambos límites se calculan por la ecuación 2.38, la cual tiene un nivel de significancia de 1 % y con el supuesto de que la variable mantenga una distribución normal μ_0 .

$$LSC = \mu_0 - 2.58 \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad LIC = \mu_0 + 2.58 \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (2.38)$$

Donde μ_0 es el valor de la media requerido.

En el diagrama de control de la desviación estándar, figura 2.7, se indica solo un límite de control definido por la ecuación 2.39, la cual, valga la redundancia, es para una distribución normal.

Figura 2.7. Diagrama de control para la desviación estándar.



Fuente: E. Kreyszig / *Matemáticas avanzadas para ingeniería*.

Cualquier parámetro que se desvíe de sus límites representa una alerta, ya que muestra el fallo en alguna parte de la aplicación y, por ende, es indicativo de que se está creando productos defectuosos sea cual sea la aplicación (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

$$UCL = \frac{\sigma^2 * c}{n-1} \quad (2.39)$$

2.4 Procesamiento y validación de información histórica de radiación solar

Como se dio a conocer en el capítulo 1, se cuenta con información de radiación solar de 3 instituciones públicas en el DMQ que son: El “Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología”, INAMHI (2013), la “Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento”, EPMAPS (2013), y la “Secretaría de Ambiente” (Secretaría de Ambiente, 2013).

El INAMHI posee datos de nubosidad y heliofanía (horas de sol), los cuales mediante un modelo podrían estimar la radiación solar en los diferentes puntos del DMQ; sin embargo se estaría cometiendo un gran error al utilizar la salida de este modelo para alimentar las entradas de la investigación que se pretende realizar en esta investigación; por lo antes mencionado esta fuente queda descartada (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

La EPMAPS facilitó la información de radiación solar y temperatura de 10 estaciones climatológicas como se puede apreciar en el Anexo 1; sin embargo manifestó que los datos se encuentran sin procesar, es decir de la misma manera como se obtienen directamente del sensor, por lo que se debería validarla en función de los datos de un sensor patrón colocado en las diferentes estaciones para posteriormente poder utilizarla en el modelo. En la tabla 2.4, se muestra las 10 estaciones climatológicas de la EPMAPS con su correspondiente ubicación (EPMAPS, 2013).

Tabla 2.4. Estaciones Climatológicas de la EPMAPS con su correspondiente ubicación.

ESTACIÓN		UBICACIÓN		
Código	Nombre	Latitud (λ)	Longitud (L)	Altura (m.s.n.m)
C1	Maucatambo	-0.67149	-78.34833	3 845
C2	Rumihurco	-0.13106	-78.53839	3 600
C4	Rumipamba	-0.17201	-78.52896	3 340
C5	Bellavista	-0.17769	-78.46050	2 962
C6	Yaruqui	-0.16095	-78.30407	2 680
C7	San Antonio	-0.01559	-78.45333	2 420
C8	Iasa	-0.38882	-78.41201	2 750
C10	Mica Presa	-0.54225	-78.22588	3 945
C11	Pita	-0.49552	-78.43900	3 360
C12	Quijos	-0.46670	-78.04599	2 705

Fuente: EPMAPS.

La “Secretaría de Ambiente” publica en su página webdatos de radiación solar de 7 estaciones climatológicas, sin embargo, dado que una de ellas, Guamaní, se incorporó recientemente no se la incluirá para el análisis. En la tabla 2.5, se describe las 6 estaciones con su respectiva ubicación (Secretaría de Ambiente, 2013).

Tabla 2.5. Estaciones Climatológicas de la Secretaría de Ambiente con su correspondiente ubicación.

ESTACIÓN	UBICACIÓN		
Nombre	Latitud (λ)	Longitud (L)	Altura (m.s.n.m)
Carapungo	-0.9833	-78.44722	2 660
Cotocollao	-0.10778	-78.49722	2 793
Belisario	-0.18000	-78.49000	2 835
El Camal	-0.25000	-78.51000	2 840
Tumbaco	-0.21000	-78.40000	2 331
Los Chillos	-0.30000	-78.46000	2 453

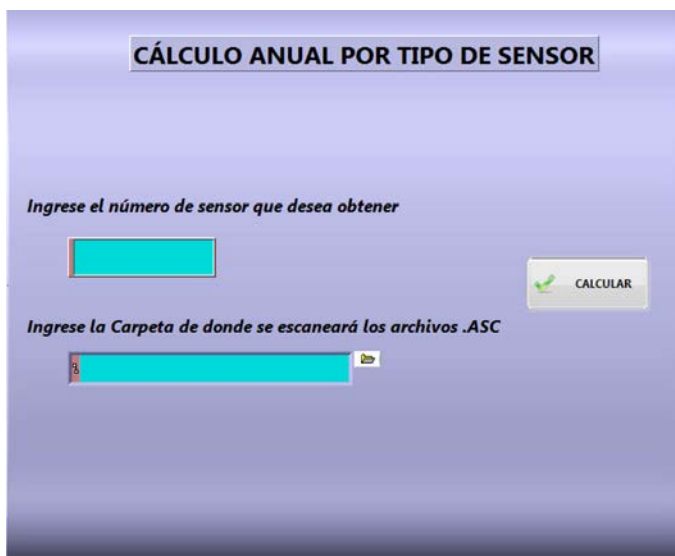
Fuente: Secretaría de Ambiente.

En el Anexo 3 se muestra las 16 estaciones climatológicas ubicadas en un mapa a lo largo del DMQ.

• Validación de información de radiación solar de la EPMAPS

Los archivos con datos de radiación solar sin procesar, archivos fuente, se facilitaron con extensión .ASC, cada año consta con una cantidad relativamente extensa de archivos y cada uno de estos posee en su interior información no solo de radiación solar, sino de todas las variables climatológicas; dando cuenta de este suceso, la extracción manual de datos de radiación solar gastaría esfuerzos de tiempo enormes por lo que se decidió desarrollar brevemente un pequeño programa capaz de realizar esto automáticamente. Este programa se desarrolló en el *software* “LabView” de “National Instruments” junto con Microsoft EXCEL, en la figura 2.8 se presenta la interfaz de usuario (National Instruments Latinoamérica, 2013).

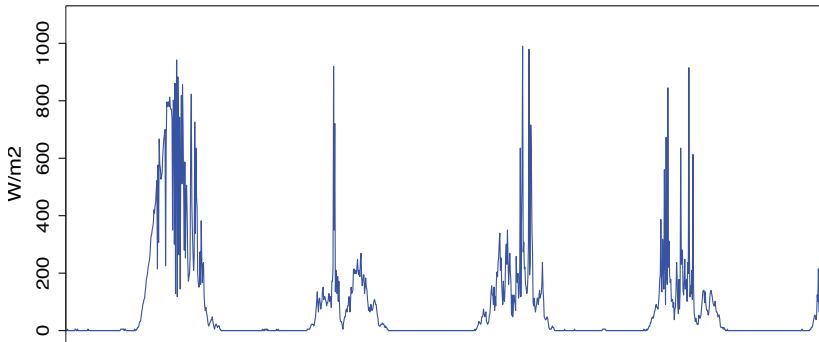
Figura 2.8. Programa para extraer datos de radiación solar y temperatura de archivos .ASC de la EPMAPS.



Fuente: Joffre Constante.

Por otro lado, se organiza los datos del sensor patrón de radiación solar de cada una de las estaciones climatológicas de la EPMAPS en un solo archivo de EXCEL para luego someterlo a un proceso de calidad referente a: anomalías extremas, valores negativos, valores altos de radiación solar por la noche y valores muy bajos de radiación solar por la mañana. En la figura 2.9, se presenta la serie temporal del sensor patrón de radiación solar de la estación Rumihurco. En casi todo el proceso de validación se pondrá como ejemplo la estación Rumihurco de la EPMAPS (Johnson, I. Miller y J. E. Freund, 2012: 541).

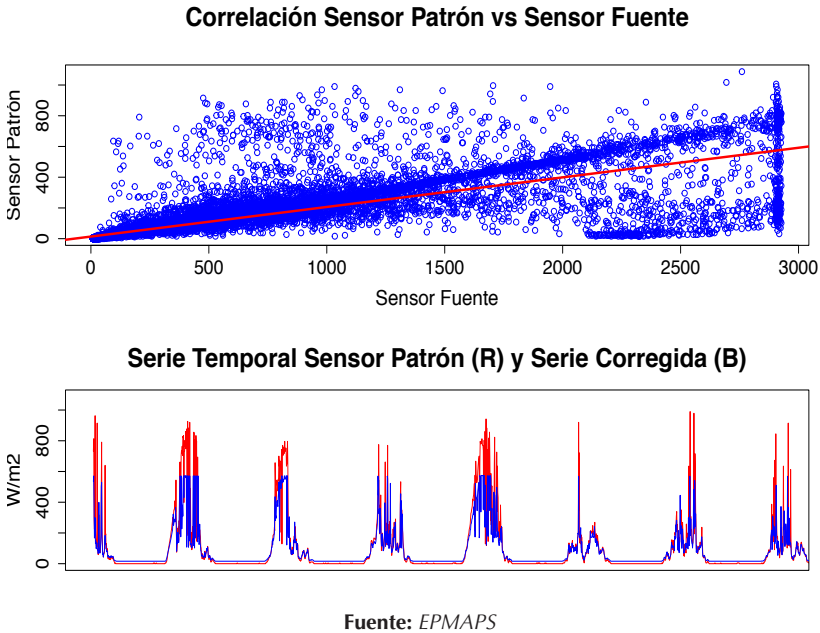
Figura 2.9. Radiación solar del sensor patrón de la estación Rumihurco de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

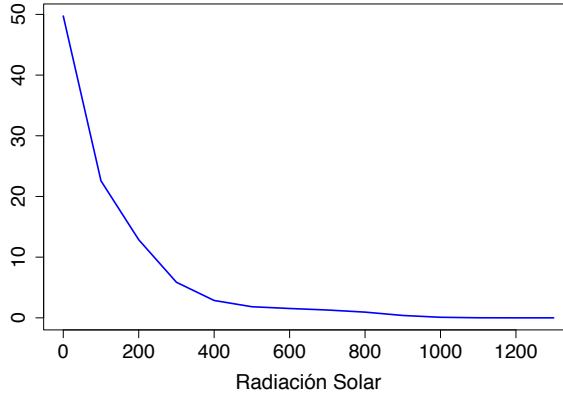
Una vez que se tiene los datos tanto del sensor fuente como del sensor patrón se procede a encontrar una manera de calibrar la información del sensor fuente; una forma es por medio de una ecuación obtenida de una regresión lineal o por medio del método de la pendiente. En cada una de las estaciones, se eligió uno de los dos métodos sustentando la elección en igualar la energía de las series temporales en cuestión, ya que el objetivo de esta investigación es estimar la energía del recurso solar para generación de energía eléctrica. En la figura 2.10, se muestra la correlación entre ambas señales y la gráfica temporal de las series de la estación Rumihurco de la EPMAPS (Martínez Bencardino, 2012).

Figura 2.10. Correlación y serie corregida de Radiación Solar del sensor patrón y sensor fuente de la estación Rumihurco de la EPMAPS.



Como se puede apreciar en la figura 2.10 la serie corregida no alcanza los picos de radiación solar; ante esto se realizó un análisis de la distribución de frecuencias de la serie para determinar si esto causaría o no errores graves en la modelación; como se puede ver en la figura 2.11, la frecuencia relativa de los valores altos de radiación solar es minoritario concluyendo así como se puede absorber este error (Walpole, 2007: s.p.).

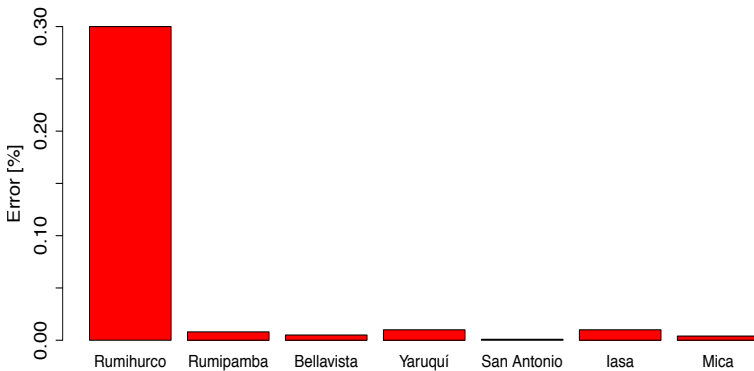
Figura 2.11. Distribución de Frecuencias Relativas de Radiación Solar de la estación Rumihurco de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

El cálculo del error entre la señal patrón y la señal original o fuente de todas las estaciones climatológicas de la EPMAPS se presenta en la figura 2.12, dando a notar que el error en cuanto a energía es sumamente pequeño, casi cero por ciento; lo que se podría decir que es despreciable (Walpole, 2007: s.p.).

Figura 2.12. Error en la corrección de Radiación Solar frente al sensor patrón de las estaciones climatológicas de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

En la tabla 2.6, se presenta la ecuación de calibración de ocho estaciones de la EPMAPS, las dos estaciones faltantes, Pita y Quijos, son relativamente nuevas y de mejor tecnología por lo que sus datos no necesitan un proceso de corrección, pero sí un proceso de control de calidad (EPMAPS, 2013).

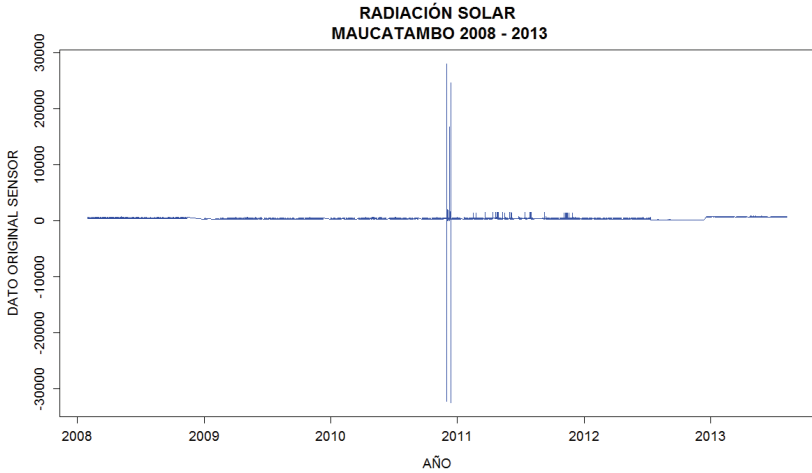
Tabla 2.6. Ecuación de ajuste para Radiación Solar de la información fuente de 8 estaciones climatológicas de la EPMAPS.

ESTACIÓN	ECUACIÓN DE AJUSTE	
	Pendiente	Ordenada
Maucatambo	3.48	-1211
Rumihurco	0.1926	13.71
Rumipamba	0.2283	9.9376
Bellavista	0.2347	12.341
Yaruquí	0.2051	3.4702
San Antonio	0.302	-2.3283
Iasa	0.213	8.3027
Mica Presa	0.214	12.661

Fuente: EPMAPS

Ya que se ha determinado las ecuaciones de correlación, el siguiente paso es aplicarlas a toda la serie temporal, por ejemplo al periodo 2008-2013 de la estación Maucatambo. Se ha escogido esta estación para poder apreciar ciertas particularidades. La serie resultante se puede observar en la figura 2.13 (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

Figura 2.13. Error en la corrección de Radiación Solar frente al sensor patrón de las estaciones climatológicas de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

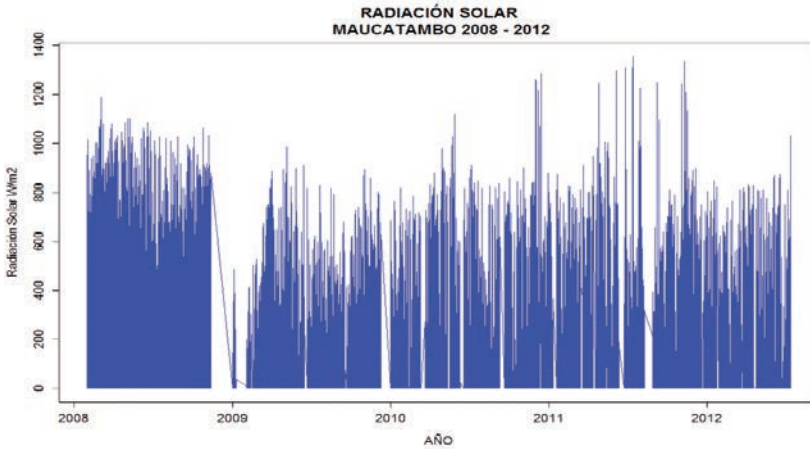
Como se puede apreciar en la figura 2.13 existen valores singulares que están totalmente fuera de rango, para solucionar estos datos erróneos que pueden ser producidos ya sea por descargas atmosféricas, fallas en el controlador, fallas en la transmisión, fallas en el sensor o cualquier otro tipo de inconveniente, se procede a someter a la serie a un proceso de control de calidad, el cual contiene básicamente un filtro de anomalías extremas, filtro de valores negativos, filtro de valores iguales a cero, por la mañana, y valores elevados de radiación solar, por la noche (Walpole, 2007: s.p.).

Como anomalías extremas se entiende datos totalmente fuera de rango; como se puede apreciar en la figura 2.13 valores cercanos a 30 000, los cuales son eliminados con un filtro que descarte aquellos datos superiores a la constante solar, $1\,366\text{ W/m}^2$.

En el filtro de eliminación de valores altos de radiación solar por la noche, no se descartó aquellos cercanos a cero, por el hecho de que son muy importantes ya que igualan la energía de una serie con la del sensor patrón; caso contrario sería perjudicial para el propósito de la investigación ya que el error superaría el 5 % admisible en la investigación. En

la figura 2.14, se puede apreciar la serie temporal de radiación solar de la estación Maucatambo, luego de pasar todo el proceso de control de calidad (Wavelets-E-Prints Complutense, 2013).

Figura 2.14. Radiación Solar validada de la estación Maucatambo de la EPMAPS.

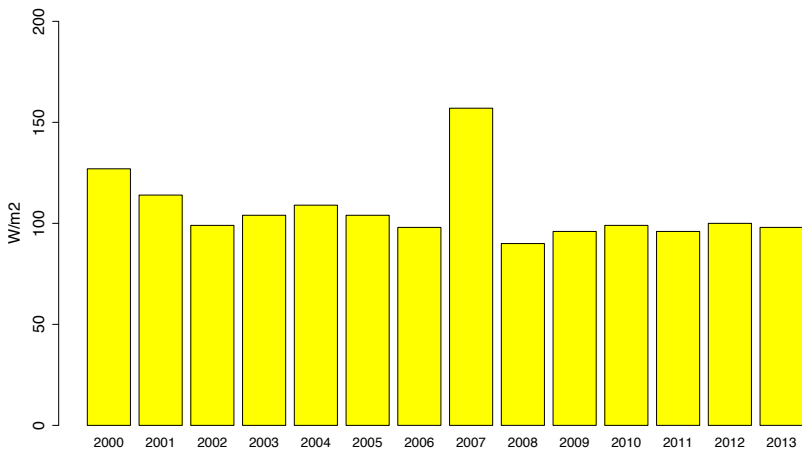


Fuente: EPMAPS

Hasta este punto se tiene la radiación solar en las 10 estaciones climatológicas de la EPMAPS, sin embargo se presenta un inconveniente en cuanto a que la frecuencia de muestreo es diferente a lo largo de la serie temporal presentándose datos cada minuto, cada 5 minutos y cada hora; por este motivo se debe colocar a toda la serie a una misma frecuencia la cual es escogida como la menor, es decir cada hora (24 datos al día, 8 760 al año). El dato horario fue obtenido como el promedio de todos los datos en esa hora, mas no como la suma de los valores, que representaría la energía; por el mismo hecho de la diferencia de frecuencias de muestreo que conllevaría un esfuerzo en vano en calcularla; he aquí la razón fundamental del porqué se trabajará con radiación solar y no con energía solar; sin embargo ya en la presentación de resultados se utilizará energía solar la cual se obtiene sencillamente al multiplicar por el tiempo (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Para poder encontrar la normal de radiación solar a lo largo de un año, se debe primero estudiar si la radiación solar cambia con el pasar de los años, es decir si aumenta o disminuye. A primera vista se pensaría que no, deteniéndose un poco más para analizar se deduciría que debido a factores como la disminución de la capa de ozono sí aumentaría. Pero, para tener un análisis contundente se presenta en la figura 2.15 la energía solar de los años 2000- 2013 de la estación Rumihurco de la EPMAPS, donde se aprecia que la energía solar no sigue una tendencia ni un aumento con el pasar de los años, por lo tanto se puede obtener la radiación solar normal de un año simplemente con obtener su media aritmética. Ver el Anexo 4 donde se presenta la radiación multianual de todas las estaciones de la EPMAPS (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

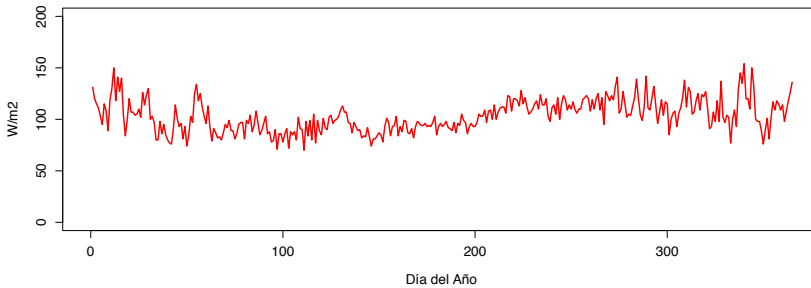
Figura 2.15. Radiación solar Multianual de la Estación Rumihurco de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

Por último se calcula la radiación solar media o normal en un año promedio a diferentes frecuencias, estas son: horaria (8 760 datos al año), diaria (365 datos al año) y mensual (12 datos al año) para la futura alimentación de los cuatro modelos de predicción. La serie temporal de un año promedio de la estación Rumihurco se presenta en la figura 2.16.

Figura 2.16. Radiación solar normal diaria en un año promedio de la Estación Rumihurco de la EPMAPS.



Fuente: EPMAPS

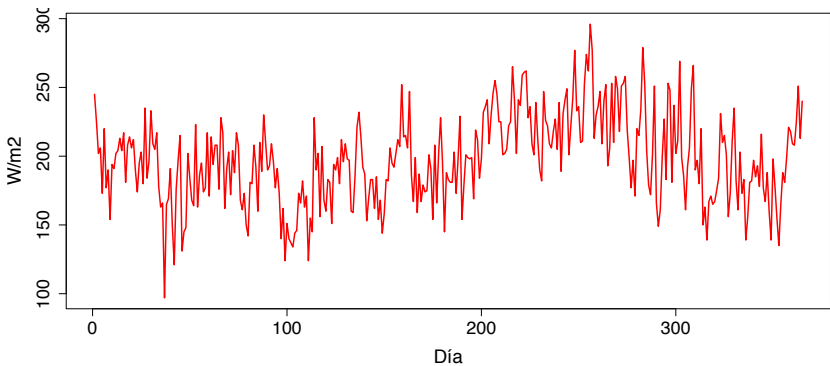
- **Validación de información de radiación solar de la Secretaría de Ambiente**

En la página web de la Secretaría de Ambiente reposa públicamente datos de radiación solar desde el año 2005 hasta la fecha, ya que se actualizan continuamente aproximadamente cada hora. Para el propósito, se descargó la información hasta septiembre del año 2013, para iniciar con el proceso de validación de los datos de radiación solar (Secretaría de Ambiente, 2013).

En los datos de radiación solar de la Secretaría de Ambiente, fue mucho más sencillo su validación ya que solo hizo falta someterle al proceso de control de calidad que al igual que para las estaciones de la EPMAPS contiene básicamente un filtro de anomalías extremas, filtro de valores negativos, filtro de valores iguales a cero por la mañana y valores elevados de radiación solar por la noche; cabe destacar que en general no se encontró valores erróneos en todas las series. Se puede concluir que antes de la publicación ya existía un control de la información por parte de la Secretaría de Ambiente. La principal dificultad y esfuerzo se presentó en la organización de los datos, es decir en la construcción de la base de datos que alimentará los posteriores modelos de estimación de Energía Solar; todo esto debido a la diferencia de formato con que se presenta la información a lo largo de cada año (Johnson, I. Miller y J. E. Freund, 2012: 541).

Por último, y teniendo como antecedente el estudio de frecuencias relativas de la radiación solar realizada en las estaciones de la EPMAPS, se calcula la radiación solar normal a lo largo de un año promedio para cada una de las seis estaciones climatológicas de la Secretaría de Ambiente. Su frecuencia es horaria (8 760 datos al año), diaria (365 datos al año) y mensual (12 datos al año). Como ejemplo se grafica en la figura 2.17 la serie temporal de la estación Belisario de la “Secretaría de Ambiente” con frecuencia diaria (Johnson, I. Miller y J. E. Freund, 2012: 541).

Figura 2.17. Radiación solar normal diaria en un año promedio de la Estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Secretaría de Ambiente.

MODELAMIENTO NUMÉRICO DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO

En el presente capítulo, se implementarán cuatro modelos numéricos capaces de estimar la energía solar a los largo de un año promedio en cualquier punto del DMQ. El primer modelo se basa en la estimación realizada por Angstrom y posteriormente modificado por Page (1964); el segundo modelo parte de la ecuación planteada por Stefan-Boltzmann referente a la radiación emitida por cuerpos en función de su temperatura; y, por último, el tercer modelo, se basa en un análisis de reconstrucción de la radiación solar por medio de las componentes (armónicas) de Fourier. Por otro lado, como cuarto modelo, se encuentra un factor de corrección aplicable a la información de energía solar brindada por la NASA de sus satélites. Al final, se presenta un mapa de radiación solar promedio en el DMQ y con respecto al primer modelo desarrollado.

3.1 Cálculo de radiación solar extraterrestre en el DMQ

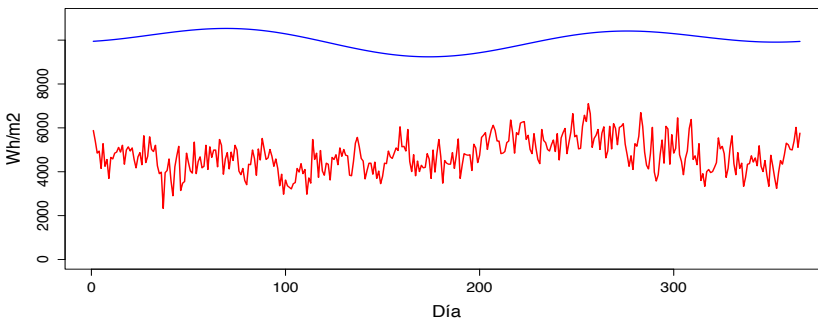
Para calcular la radiación solar extraterrestre en el DMQ, se utiliza la ecuación (2.2) detallada anteriormente en el capítulo 2, sus variables de entrada son: la constante solar G_{sc} , definida en $1\,366\text{ W/m}^2$, “n” el día del año (0-365), la latitud \varnothing del lugar donde se desea obtener, la declinación δ dictada por la ecuación 1.11, y el ángulo horario ω_s calculado mediante la ecuación (2.3) (Kalogirou, 2009: 760).

En la tabla 1.2, se presenta el día del mes “n” recomendable para ingresarlo en la ecuación 2.2 en caso de que se requiera determinar la energía solar promedio mensual; sin embargo por fines convenientes a la generación eléctrica fotovoltaica se calcula la energía solar extraterrestre con frecuencia diaria, es decir 365 datos en el año (Kalogirou, 2009: 760).

Ya que se ha calculado de forma temporal la energía solar en un punto determinado, es momento de aplicar de igual manera la ecuación 2.2 en las 16 estaciones o puntos de información con que se cuenta en el DMQ, simplemente con cambiar la ubicación (latitud) correspondiente a cada estación según las tablas 2.4 y 2.5 (Kalogirou, 2009: 760).

Como resultado de la ecuación (2.2) se obtiene una serie temporal de energía en Joules por metro cuadrado, para transformar a una magnitud acorde a este propósito, Wh/m^2 , basta con dividir para 3 600 Joules, que es el equivalente de 1Wh. En la figura 3.1, se compara la energía solar extraterrestre con la energía solar en la superficie terrestre para la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.

Figura 3.1. Radiación solar Extraterrestre vs Radiación Solar en la superficie terrestre de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Secretaría de Ambiente.

Para calcular de manera automática la energía solar extraterrestre en los diferentes lugares del DMQ, se realizan algoritmos en cualquier software matemático, para este caso se utilizó Matlab y el Script se detalla en el Anexo 5, los datos de entrada son la latitud del lugar en cuestión y el nombre para la correspondiente identificación en la gráfica.

Se observa en la figura 3.1 que la energía real que llega a la superficie terrestre es mucho menor a la energía solar extraterrestre; esto era de esperar debido a que la atmósfera absorbe gran parte de la energía y también

la refleja al espacio. Encontrar una constante que iguale estas energías en los diferentes lugares del DMQ es el objetivo del modelo planteado por Angstrom y el cual se desarrollará a continuación (Kalogirou, 2009: 760).

3.2 Comparación y cálculo de constantes de ajuste

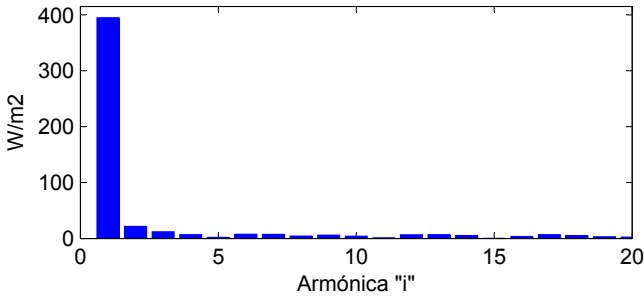
Partiendo de la ecuación (2.3) planteada por Page en 1964 y su modificación realizada particularmente para el DMQ, ecuación (2.5), y que se la reproduce en esta sección en la ecuación (3.1), se procede a calcular la constante K_T particular para cada una de las 16 estaciones con que se cuenta de información de radiación solar en el distrito (Duffie y Beckman, 2006: 908).

$$\frac{H}{H_0} = K_T \quad (3.1)$$

En la sección anterior se determinó la radiación solar extraterrestre (H_0) incidente en cada uno de los 16 puntos distribuidos en el DMQ; por otro lado, la radiación solar sobre la superficie terrestre en un año promedio (H) se encuentra desarrollado al final del segundo capítulo, contando con ambas series temporales se puede determinar K_T con el principal antecedente de igualar la energía solar a lo largo del año, esto se puede realizar obteniendo la media aritmética de H y la media aritmética de H_0 (Duffie y Beckman, 2006: 908).

Sin embargo, se puede apreciar en la primera grafica de la figura 3.1 que la señal original de energía solar contiene inmersa señales de ruido, para obtener una señal “limpia” se procede a realizar un análisis de armónicas para posteriormente reconstruir la serie temporal de energía solar. Poniendo como ejemplo la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente, en la figura 3.2 se presenta el análisis de la amplitud de cada una de los componentes de la señal donde claramente se nota que el coeficiente de Fourier a_0 es el de mayor amplitud. Aunque no se aprecia por cuestiones de escala, el componente fundamental es la de mayor amplitud y su diferencia es de aproximadamente 4 a 1 con el resto de sus componentes armónicas (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

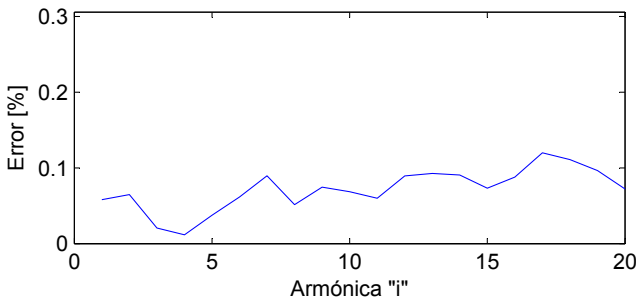
Figura 3.2. Amplitud de las componentes y armónicas de la radiación solar normal en un año promedio de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Secretaría de Ambiente.

Ahora pues se ingresa en una duda referente al número de armónicas con las cuales se debe reconstruir la energía solar anual, para dar solución a este inconveniente hay que fundamentarse en la ley de Parseval que se presenta en la ecuación (2.15), la interpretación de dicha ecuación es minimizar el error entre la integral de la señal original y la señal reconstruida con “i” armónicas, dicho error se puede ver en la figura 3.3, donde claramente se evidencia que no se minimiza con el aumento de componentes en la reconstrucción; sin embargo se nota en general en las diferentes estaciones que cercano a la “quinta armónica” el error toma su valor mínimo y empíricamente se visualiza un mejor seguimiento de tendencia (Wavelets-E-Prints Complutense, 2013).

Figura 3.3. Error anual de energía para la reconstrucción de radiación solar con “i” armónicas de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.

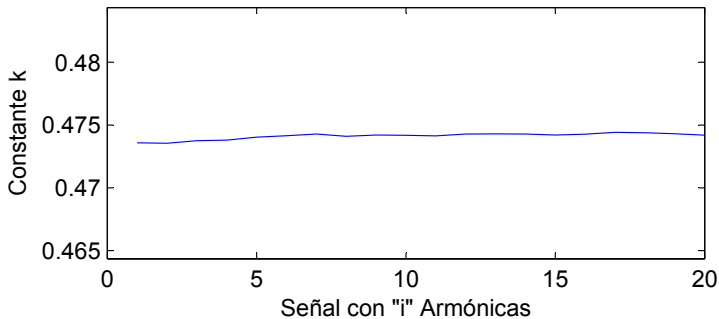


Fuente: Secretaría de Ambiente.

En la tabla 3.1, se detalla el error absoluto y relativo que se presenta en la reconstrucción de la señal original con cinco armónicas de las 16 estaciones climatológicas conformadas entre la EPMAPS y la Secretaría de Ambiente; el error absoluto está dado en W/m^2 al año, lo que representa desviaciones muy inferiores al 1 % anual, concluyendo así como no perjudica al modelo (Walpole, 2007: s.p.).

Finalmente, contando ya con la señal reconstruida, y sin ruido de radiación solar de un año promedio, y la radiación solar extraterrestre en dicho punto, se calcula la constante K_T de la ecuación (3.1); sin embargo a manera de comprobación se calculó K_T para la reconstrucción de la señal original desde un hasta veinte armónicas lo cual se muestra en la figura 3.4 (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

Figura 3.4. Constante de ajuste K_T desde 1 a 20 armónicas de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente



Fuente: Secretaría de Ambiente.

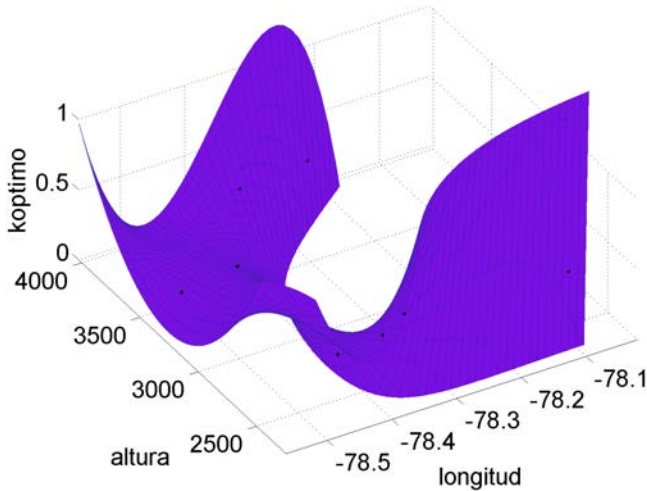
En la figura 3.4, se verifica que K_T es prácticamente una línea recta constante sin pendiente con la adición de armónicas; lo que verifica lo antes expuesto de que el error no tiende a disminuir y también evidencia la buena exactitud del modelo.

Tabla 3.1. Error absoluto y relativo anual en la reconstrucción con 5 armónicas de la energía solar de las 16 estaciones climatológicas.

ESTACIÓN	ERROR DE RECONSTRUCCIÓN		
	Num. Armónicas	Error Absoluto (W/m ²)	Error Relativo [%]
Maucatambo	5	7	0.013
Rumihurco	5	53	0.139
Rumipamba	5	33	0.085
Bellavista	5	95	0.180
Yaruqui	5	43	0.102
San Antonio	5	29	0.047
Iasa	5	29	0.072
Mica	5	51	0.127
Pita	5	25	0.058
Quijos	5	43	0.167
Carapungo	5	20	0.026
Cotocollao	5	49	0.062
Belisario	5	27	0.038
El Camal	5	47	0.063
Tumbaco	5	22	0.028
Los Chillos	5	21	0.026

Fuente: Joffre Constante.

Figura 3.5. Regresión multivariable de cuarto grado para estimar la constante de ajuste K_T



Fuente: Joffre Constante.

Por lo expuesto anteriormente referente al grado de la ecuación, se está obligado a simplemente realizar una regresión multivariable de primer grado donde el coeficiente de regresión es $R^2 = 0,5$ y el cual es relativamente bajo. La ecuación (3.2) es la del modelo resultante la cual fue calculada con el 95 % de límite de confianza, cabe destacar que este porcentaje de confianza es para los coeficientes de la regresión, mas no es un indicativo de certeza de estimación del modelo (Walpole, 2007: s.p.).

$$= -34.15 + 0.445 * longitud - 0.0001267 * al \quad (3.2)$$

Para determinar si el modelo es o no válido se debe recalculer la constante K_T de todas las estaciones y verificar si la estimación se encuentra dentro del intervalo de error aceptable de K_T , calculado en la tabla 3.1; esto se presenta en la tabla 3.2 columna K_T TOTAL y de la cual se concluye que el modelo planteado es totalmente erróneo, ya que los valores de K_T están totalmente fuera de rango y estimarían errónea-

mente la energía solar de un proyecto de generación de energía eléctrica (Kalogirou, 2009: 760).

En este punto, se diera por desierto el modelo al menos en la generalización en el sentido de calcular la constante de ajuste K_T , sin embargo recordando que entre las estaciones de la EPMAPS y de la “Secretaría de Ambiente” existe una diferencia, puesto que estas últimas presentan en general mayor energía solar, se decide realizar la generalización del modelo tomando por separado las estaciones de la EPMAPS y de la Secretaría de Ambiente.

Empezando por las estaciones de la EPMAPS se realiza la regresión multivariable de primer grado teniendo como resultado la ecuación de ajuste (3.3) con un coeficiente de correlación $R^2 = 0.29$, de antemano se puede concluir que el modelo es inexacto por el valor bajo que presenta R^2 , sin embargo se debe constatar esto al recalcular la constante K_T con la ecuación (3.3) para determinar si se genera errores mayores al 5 % (Martínez Bencardino, 2012).

$$K_T = -16.8 - 0,2191 * longitud - 0.00002607 * altura \quad (3.3)$$

Los valores K_T se exponen en la tabla 3.2 en la columna KT EPMAPS, comparando con el intervalo aceptable de K_T se define a este modelo desierto e inexacto por proporcionar constantes ampliamente fuera de los límites de error permitidos.

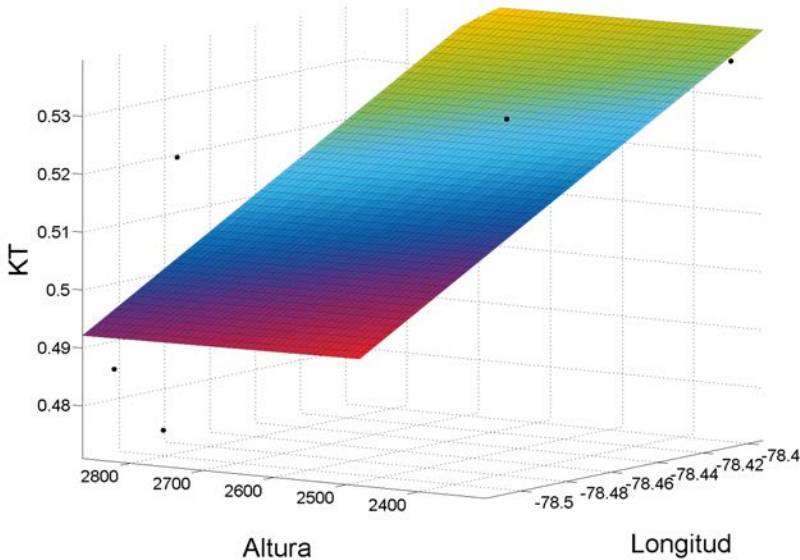
Como último recurso queda realizar la regresión multivariable de primer orden en las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente, la ecuación de ajuste resultante es la (3.4) con un coeficiente de correlación $R^2 = 0.6582$, aquí se evidencia que el coeficiente R^2 es más elevado por lo que quizás pueda ser un modelo adecuado, para la comprobación se recalcula la constante K_T con la ecuación (3.4) en la tabla 3.2 columna “KT SEC.AMBIENTE” (Martínez Bencardino, 2012).

$$K_T = -8.22 - 0,1151 * longitud - 0.0001137 * altura \quad (3.4)$$

En la tabla 3.2 se observa que las constantes K_T para las estaciones de la “Secretaría de Ambiente” se encuentran todas dentro del intervalo aceptable de error por lo que se acepta el modelo catalogándolo como correcto, preciso y realista. La gráfica del modelo resultante acorde a la ecuación (3.4) se puede observar en la figura 3.6.

En este punto hace falta definir que las estaciones de la “Secretaría de Ambiente” se encuentran todas en la ciudad, es decir dentro de la ciudad, y se pone de manifiesto también que su altura está aproximadamente entre los 2 300 y 2 900 metros sobre el nivel del mar, dejando como cuestionamiento la valides del modelo para alturas superiores e inferiores a las antes mencionadas (Secretaría de Ambiente, 2013).

Figura 3.6. Regresión multivariable para estimar la constante de ajuste K_T con las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Joffre Constante.

Con estas anotaciones se finaliza el primer modelo numérico de estimación de la energía solar de manera espacial y temporal en el DMQ.

Resumiendo, para utilizar el modelo se debe poseer la ubicación exacta del lugar de estudio (latitud, longitud y altura), calcular la energía solar extraterrestre (H_0) en el punto con la ecuación (2.2), calcular la constante K_T con el modelo desarrollado en la ecuación (3.4), y por último determinar la energía solar sobre la superficie terrestre (H) con la ecuación (3.1).

Tabla 3.2. Constante de ajuste K_T con su intervalo de error aceptado y constante K_T recalculada por diferentes modelos.

ESTACIÓN	CONSTANTE K_T			CONSTANTE K_T ESTIMADA		
	K_T min	K_T Óptimo	K_T max	K_T TOTAL	K_T EPMAPS	K_T SEC. AMBIENTE
Maucatambo	0.311	0.327	0.343	0.228	0.266	
Rumihurco	0.236	0.248	0.260	0.343	0.314	
Rumipamba	0.239	0.251	0.263	0.372	0.319	
Bellavista	0.329	0.346	0.363	0.390	0.313	
Yaruqui	0.263	0.277	0.290	0.356	0.287	
San Antonio	0.390	0.410	0.430	0.455	0.326	
Iasa	0.255	0.268	0.281	0.395	0.308	
Mica	0.253	0.265	0.278	0.161	0.236	
Pita	0.271	0.285	0.299	0.330	0.298	
Quijos	0.162	0.171	0.179	0.238	0.229	
Carapungo	0.491	0.516	0.541	0.422		0.507
Cotocollao	0.497	0.522	0.548	0.427		0.497
Belisario	0.451	0.474	0.497	0.419		0.492
El Camal	0.463	0.486	0.510	0.427		0.494
Tumbaco	0.511	0.537	0.563	0.443		0.539
Los Chillos	0.504	0.530	0.556	0.454		0.532

Fuente: Joffre Constante.

3.3 Modelamiento de la energía solar en el DMQ

En los dos subcapítulos anteriores, se desarrolló el primer modelo de estimación de energía solar en el DMQ para generación de energía eléctrica, basándose en el modelo de Angstrom y posteriormente modificado por Page (1964); al ser un modelo que estima la radiación solar global en base únicamente a la ubicación del lugar, y su máxima frecuencia de estimación diaria, sería imposible calcular de manera horaria y exacta la energía solar. Por estos motivos, es necesario desarrollar otro modelo capaz de estimar la radiación solar en base a otras variables de entrada, en este caso la temperatura, aprovechando la ecuación dada por Stefan-Boltzmann (Eisberg, 1983: 710).

· **Modelación de radiación solar en base a Stefan-Boltzmann**

Stefan-Boltzmann planteó una relación entre la radiación electromagnética emitida por un cuerpo y la temperatura del mismo, partiendo de este hecho lo primero que se debe realizar es construir una matriz con los datos de radiación solar global y temperatura de las 16 estaciones climatológicas con que se cuenta. La validación de la información de radiación solar se realizó al final del segundo capítulo, al igual que la información de temperatura (Eisberg, 1983: 710).

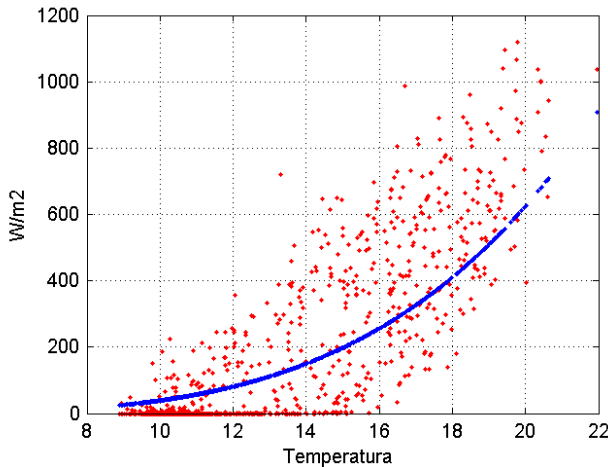
Se cuenta entonces con dos series temporales, una de radiación solar y otra de temperatura, con las cuales se construye una matriz de dos columnas por “n” filas, donde en la primera columna se registra el dato de temperatura y en la segunda columna la radiación solar para la misma fecha, es decir se forman parejas de datos. En el caso de que no exista una pareja de datos por la inexistencia de una de las dos variables en la misma fecha se descarta toda la pareja por el hecho de que no serviría en una regresión. Por último cabe destacar, que la frecuencia de muestreo es diferente a lo largo del vector, lo cual no es inconveniente como en el anterior modelo en el cual la muestra contaba con 365 datos correspondientes a los 365 días del año; en este caso se tiene muestreo cada hora, cada 5 minutos y en ocasiones hasta cada minuto permitiéndonos así tener mayor certeza debido a la cantidad de la muestra. A manera de comparación, se presenta en el Anexo 7 el tamaño del vector de radiación solar y temperatura que se utilizará en el modelo (EPMAPS, 2013)

La relación de Stefan-Boltzmann referente a la radiación solar y su relación con la cuarta potencia de la temperatura se simplifica a la ecuación (2.10) reproducida en esta sección por facilidad como la ecuación (3.5). Para el desarrollo de este modelo se realizó una pequeña modificación, ya que la temperatura no se medirá en grados kelvin sino en grados centígrados, consecuentemente la constante de emisividad del cuerpo Ke ya no se representará en porcentaje (de 0 a 1) sino más bien como factor de corrección (Moreno y J. E. F. Martínez, 2007: 252).

$$H = Ke * \sigma * T^4 \quad (3.5)$$

Encontrar el factor de emisividad o corrección del cuerpo Ke de la ecuación (3.5) para los diferentes lugares del DMQ es el objetivo principal de este modelo, partiendo de esto se procede a graficar los pares de puntos de temperatura y radiación solar en la figura 3.7 donde se puede constatar la relación dada por Stefan-Boltzmann (Moreno y J. E. F. Martínez, 2007: 252).

Figura 3.7. Radiación solar vs temperatura y ecuación de ajuste de la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.

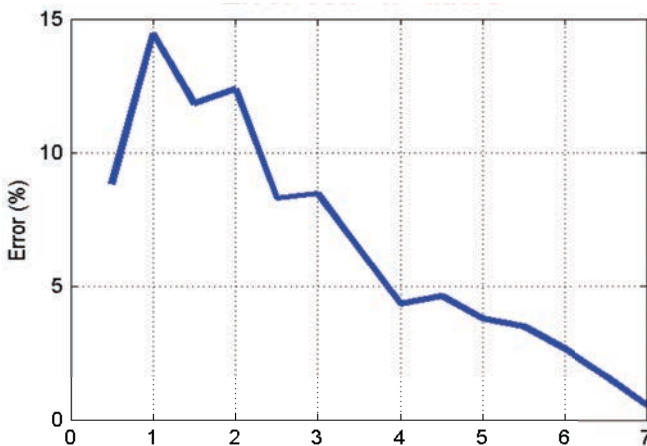


Fuente: Joffre Constante.

El cálculo de Ke para ajustar la relación se fundamentará en el método de los mínimos cuadrados tratando así de minimizar el error de la función; dicho factor de manera más sencilla y cumpliendo los mismos requerimientos se calcula despejando Ke de la ecuación (3.5) y tomando la media aritmética de H y T^4 . Para eso se elaboró un algoritmo en Matlaby su Script se detalla en el Anexo 8, en la tabla 3.3 se presenta el resultado del cálculo del factor de corrección Ke para todas las estaciones climatológicas correspondientes. En la figura 3.7, se presenta la radiación solar y la temperatura de la estación climatológica Belisario de la Secretaría de Ambiente junto con la función resultante calculada en la tabla 3.3 (Moreno y J. E. F. Martínez, 2007: 252).

Es sumamente importante entonces calcular de alguna manera el error cometido en la estimación de la radiación solar; dicho error se entiende mejor si se lo grafica como en la figura 3.8, donde claramente resalta que con el incremento del número de datos “el error tiende a disminuir”; es decir que el modelo es más exacto si se estima la energía en un día que en una hora puntual; lo que es en cierta manera obvio como en cualquier proceso estadístico. Se distingue también que el error finalmente es cercano a cero, ya que la cantidad de datos utilizados en este modelo es sumamente extensa, como se puede apreciar en el Anexo 7 (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

Figura 3.8. Error cometido al estimar la radiación solar en función de la temperatura vs el número de datos considerados.



Fuente: Joffre Constante.

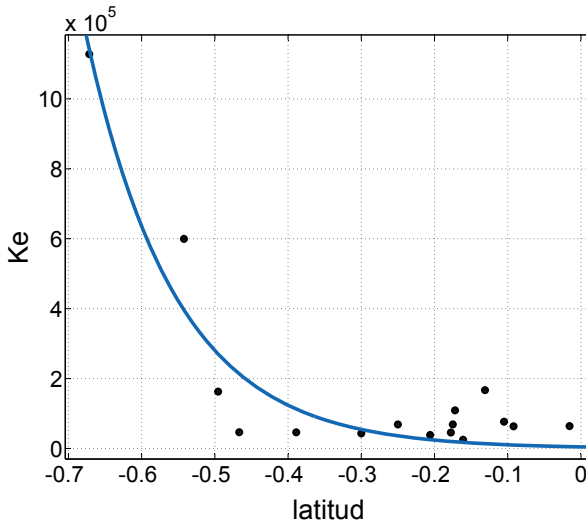
Al igual que en el primer modelo, se tratará entonces de predecir este factor Ke en función de la posición geográfica para las diferentes estaciones disponibles sin olvidar el cumplimiento de dos aspectos muy importantes que son: la exactitud y el realismo, la exactitud referente a no superar el límite de error permitido, 5 %, y el realismo puesto que en ningún punto o sección del dominio la constante Ke puede asumir un valor negativo. Adelantándose un poco se sabe que posteriormente se va a necesitar un intervalo de confianza dentro del cual puede oscilar el factor Ke para el cumplimiento de la exactitud, dicho intervalo se calcula con un algoritmo presentado también en el Anexo 8 y sus resultados se indican en la tabla 3.3.

Por otro lado no se conoce si el factor Ke es dependiente de la latitud, longitud, altura o de una combinación de entre las 3, por lo tanto, basándose en el método de superposición, se empieza por realizar la regresión en función de la latitud teniendo como variable dependiente a Ke , su distribución enseña claramente una tendencia exponencial y su correspondiente ecuación (3.6) con factor de correlación $R^2 = 0.895$ (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

$$Ke = 4682 * e^{-8.186*latitud} \quad (3.6)$$

Dado que el coeficiente de correlación es alto nace la incógnita si la ecuación (3.6) es suficiente para estimar con gran precisión Ke para lo cual se debe recalculer el factor con la ecuación (3.6). Los resultados de dicho cálculo se ofrecen en la tabla 3.3 en la columna Ec. latitud donde se concluye que este valor de correlación no es suficientemente preciso aunque visualmente lo es como se observa en la figura 3.9

Figura 3.9. Gráfica de dispersión de Ke vs latitud.



Fuente: Joffre Constante.

Igualmente que con la latitud ahora se toma como variable independiente a la longitud, al graficar su dispersión e intentando poder realizar algún tipo de regresión se concluye que el factor Ke no es dependiente de la longitud, lo cual lo certifica el coeficiente de correlación $R^2 = 0.03$.

Finalmente, se asume como variable independiente a la altura, su gráfica de dispersión se presenta en la figura 3.9 y de la cual se concluye que mantiene una tendencia exponencial. La ecuación característica es la (3.7) con un factor de correlación $R^2 = 0.74$ siendo este a primera vista elevado, pero si comparamos con el factor de correlación que se obtuvo para la latitud el cual es aún mayor y no satisface la exactitud, se puede predecir que este valor de R^2 tampoco lo hará, sin embargo como comprobación se recalculó el factor Ke en función de la ecuación (3.7) en la tabla 3.3 en la columna Ec. Altura (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

$$Ke = 41.02 * e^{0.002522 * altura} \quad (3.7)$$

Basándose en el mayor aporte que brinda la latitud y la altura en la tendencia del factor Ke , se decide utilizar estas dos para obtener así la ecuación (3.7) relativamente extensa y polinomial debido a la tendencia exponencial de cada una de sus variables independientes. El factor de correlación es $R^2 = 0.9946$ el cual es bastante exacto, sin embargo cuando se recalcula el factor Ke con la ecuación (3.8) el error generado sigue siendo mayor a lo permitido, como se puede verificar en la tabla 3.3 en la columna Ec. Total (Mendenhall y otros, 2008: s.p.).

$$Ke = -1.237E06 - 1.05E7 * lat + 632 * alt - 1.11E7 * lat^2 + 5456 * lat * alt - 0.04349 * alt^2 - 7,195E5 * lat^3 + 4413 * lat^2 * alt - 0,4777 * lat * alt^2 \quad (3.8)$$

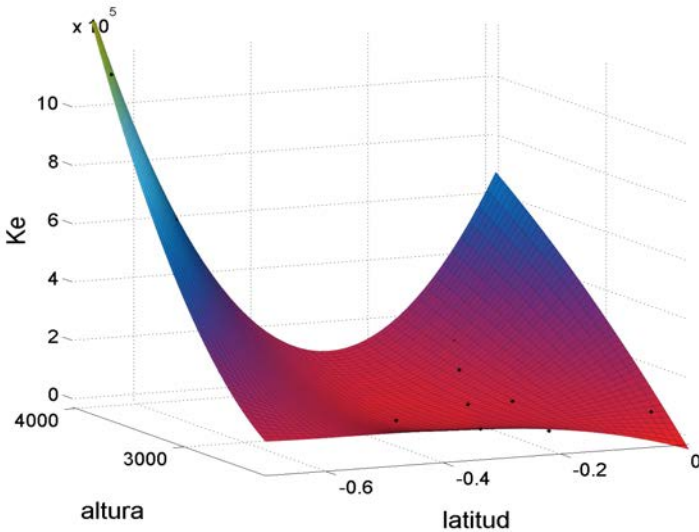
Donde:

lat Latitud

alt Altura

Haciendo un análisis gráfico de la ecuación (3.8) frente a la dispersión de los datos Ke en la figura 3.10, se puede concluir que el modelo es bastante bueno para zonas alejadas a la población y con altura elevada; el error cometido se adjudica a la diferencia de radiación solar medida entre las instituciones de la EPMAPS y la “Secretaría de Ambiente”.

Figura 3.10. Factor Ke en función de la latitud y la altura.



Fuente: Joffre Constante.

Recordando que en el primer modelo se estuvo obligado a realizar un análisis por separado de las estaciones de las EPMAPS y de la Secretaría, se procede a efectuar dicho análisis empezando por las diez estaciones de la EPMAPS, sin olvidar que el modelo debe cumplir los dos aspectos básicos ya mencionados de exactitud y realismo.

Se debe entonces volver a definir cuál de las variables (latitud, longitud y altura) es la que más aporta a un modelo multivariable para obtener el factor de corrección Ke esto puesto que, como ya se hizo referencia anteriormente, las estaciones de las dos instituciones difieren y su ubicación también por el hecho de que el objetivo de cada una es distinto.

Así se empieza por determinar el coeficiente de correlación de una regresión lineal o no lineal simplemente con una variable independiente, para la latitud $R^2 = 0.89$ con tendencia exponencial, para la longitud $R^2 = 0.01$ sin tendencia alguna y por último para la altura $R^2 = 0.71$ con tendencia exponencial. Se sabe que, aunque R^2 de la latitud es relativamente alto, no es suficiente para calcular con exactitud la radiación solar por lo antes desarrollado con las 16 estaciones completas (Walpole, 2007: s.p.).

Se concluye así, que las variables de entrada para el modelo final de la EPMAPS son la latitud y la altura, sin embargo, sea cual sea el grado escogido para el modelo, y aunque alguno de ellos cumplan la exactitud, ninguno cumple el requisito de realismo ya que no en todo su dominio el factor de corrección Ke obtenido es mayor a cero. Por lo tanto este modelo queda totalmente descartado.

Por otro lado, en las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente se procede a realizar un análisis de regresiones para determinar cuál es el mejor modelo de estimación que cumpla con los dos aspectos básicos de exactitud y realismo.

Se empieza entonces por determinar el coeficiente de correlación de una regresión lineal o no lineal simplemente con una variable independiente, para la latitud $R^2 = 0.32$ aunque se aprecia que su tendencia lineal o polinomial es nula, para la longitud $R^2 = 0.68$ con tendencia lineal y por ultimo para la altura $R^2 = 0.92$ con tendencia ampliamente lineal (Walpole, 2007: s.p.).

Se concluye así como las variables de entrada para el modelo final son la longitud y la altura, sin embargo este modelo no es “práctico” puesto que genera valores negativos en algunas secciones de su dominio por lo que se lo define como “erróneo”.

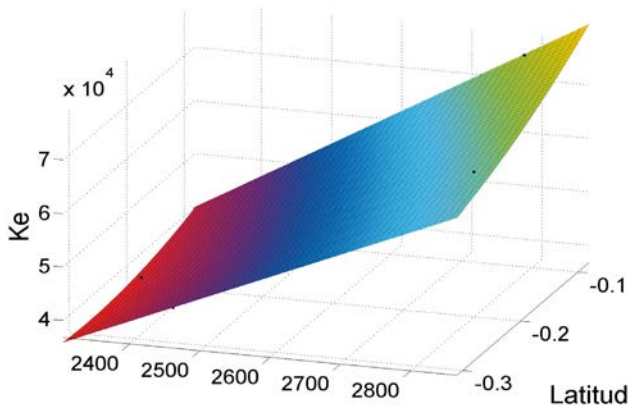
Tomando entonces como antecedente que la variable de latitud es altamente relacionada a la energía solar, se estima Ke en función de la altura y la latitud, el modelo resultante se describe con la ecuación (3.9) y se representa en la figura 3.11, donde se evidencia que este modelo sí cumple los aspectos de exactitud y realismo constatando en su coeficiente de correlación $R^2 = 0.98$. Para comprobar lo antes dicho, en la tabla 3.3 en la columna Ec. Secret se puede observar la constante Ke recalculada con la ecuación (3.9), la cual se encuentra dentro de los límites de confianza para el modelo (Walpole, 2007: s.p.)

$$Ke = -1.41E5 + 80.68 * alt - 1.297E5 * lat + 84.9 * alt * lat + 1.226E5 * lat^2 \quad (3.9)$$

Donde: lat Latitud
 alt Altura

En este punto hace falta evidenciar que las estaciones de la Secretaría de Ambiente se encuentran todas en el sólido, es decir dentro de la ciudad, y se pone de manifiesto también que su altura está aproximadamente entre los 2 300 y 2 900 metros sobre el nivel del mar, dejando como cuestionamiento la valides del modelo para alturas superiores e inferiores a las antes mencionadas (Secretaría de Ambiente, 2013).

Figura 3.11. Regresión multivariable para estimar el factor de corrección Ke con las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Joffre Constante.

Con estas anotaciones se finaliza el segundo modelo numérico de estimación de la energía solar de manera espacial y temporal en el DMQ.

Resumiendo, para utilizar el modelo se debe poseer la ubicación exacta del lugar de estudio (latitud, longitud y altura) y su temperatura, calcular el factor de corrección Ke con la ecuación 3.9 siempre y cuando se encuentre entre los 2 300 y 2 900 metros, caso contrario se puede aproximar, pero con mayor incertidumbre, con la ecuación (3.8), y por último determinar la energía solar (H) sobre la superficie terrestre con la ecuación (3.5) de Stefan- Boltzmann. Cabe notar que la temperatura debe estar definida en grados centígrados para obtener la energía solar (H) en W/m^2 , si la frecuencia es horaria entonces la energía resultante será en Wh/m^2 , si es diaria se debe multiplicar el resultado por 24 horas, no 12 horas, por el hecho de que así se asumió desde el inicio en la investigación.

Tabla 3.3. Constante de ajuste Ke con su intervalo de error aceptado y constante Ke recalculada por diferentes modelos.

ESTACIÓN	CONSTANTE Ke			Ec. Latitud	Ec. Altura	Ec. Total	Ec. Secret
	Ke min	Ke Óptimo	Kemax				
Maucatambo	1 073 300	1 128 000	1 182 700	1 142 100	667 403	1 120 047	
Rumihurco	158 800	166860	174 930	13 689	359 784	171 697	
Rumipamba	103 820	109 100	114 370	19 140	186 753	88 273	
Bellavista	43 542	45 723	47 904	20 052	71 986	58 569	
Yaruqui	23 885	25 080	26 274	17 484	35 349	55 001	
San Antonio	61 070	64 160	67 250	5 319	18 348	39 113	
Iasa	44 087	46 316	48 545	112 908	42 174	24 394	
Mica	570 440	599 520	628 600	396 471	858 850	602 896	
Pita	154 960	162 810	170 660	270 441	196 414	189 740	
Quijos	44 444	46 659	48 873	213 598	37 649	53 665	
Carapungo	60 521	63 561	66 601	9 943	33 610	84 136	65 302
Cotocollao	73 059	76 745	80 431	11 059	47 005	96 986	73 911
Belisario	65 611	68 948	72 285	19 615	52 257	54 779	71 559
El Camal	65 521	68 828	72 135	36 242	52 920	22 381	67 440
Tumbaco	36 769	38 625	40 481	25 281	14 659	49 464	37 718
Los Chilllos	41 186	43 248	45 310	54 572	19 941	43 548	43 874

Fuente: *Joffre Constante.*

- **Modelación de radiación solar con reconstrucción de la serie temporal por componentes de Fourier.**

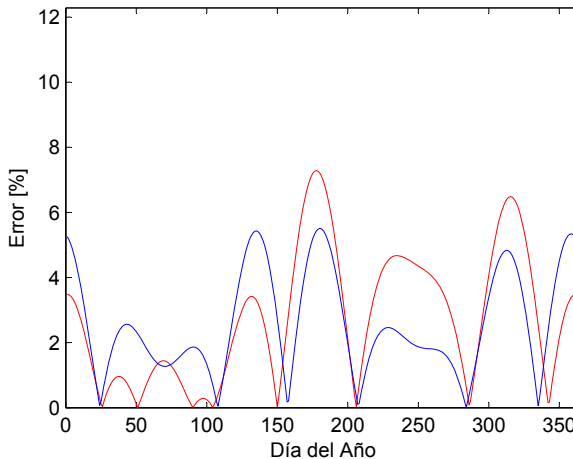
En el primer capítulo se definió la radiación solar extraterrestre con la ecuación (1.4) y su gráfica en la figura 1.6, donde claramente se evidencia que sigue una tendencia sinusoidal de cierta amplitud, fase y frecuencia unitaria anual. Además en este mismo capítulo en el desa-

rollo del primer modelo se realizó un análisis de la amplitud de las componentes de Fourier de la serie temporal de radiación solar en un año promedio, aprovechando dicho análisis en la figura 3.2 se remarca que la magnitud de la primera componente es ampliamente superior a las demás, confirmando así lo expuesto en el estudio de radiación solar extraterrestre.

Teniendo como antecedente también que el error no disminuye anualmente si se incrementa el número de componentes de Fourier con que se reconstruye la señal de radiación solar, el cual fue concluido en la figura 3.3 y tabla 3.1, se abre una interrogante en saber con cuántos componentes será necesario trabajar para cumplir con los aspectos de exactitud y simplicidad (Hsu and R. Mehra, 1998: 274).

Como ya se mencionó el error anual es en general menor al 0.1 % tanto si se utiliza una como “n” componentes, por lo tanto desde este punto de vista bastaría trabajar con la componente fundamental. Para poder constatar aún más este teorema se procede a calcular el error diario cometido al utilizar 1 y 2 componentes como se puede apreciar en la figura 3.12 con línea roja y azul de 1 y 2 componentes respectivamente (S. A. 2008: 602).

Figura 3.12. Error diario cometido con una y dos componentes de reconstrucción para la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Joffre Constante.

Tabla 3.4. *Error diario promedio cometido con una y dos componentes de reconstrucción.*

ESTACIÓN	ERROR DIARIO	
	1 Comp.	2 Comp.
Maucatambo	8.00 %	5.10 %
Rumihurco	2.70 %	2.50 %
Rumipamba	3.10 %	2.70 %
Bellavista	6.50 %	5.00 %
Yaruqui	2.60 %	2.70 %
San Antonio	3.40 %	2.44 %
Iasa	2.50 %	1.90 %
Mica	3.10 %	2.80 %
Pita	7.70 %	4.50 %
Quijos	4.30 %	3.70 %
Carapungo	2.20 %	1.60 %
Cotocollao	2.70 %	2.60 %
Belisario	4.80 %	3.20 %
El Camal	3.50 %	2.80 %
Tumbaco	3.50 %	1.90 %
Los Chillos	2.90 %	1.70 %

Fuente: *Joffre Constante.*

Los resultados de amplitud, fase y offset para cada una de las 16 estaciones se exhiben en la tabla 3.6 de donde brevemente se destaca otra vez la diferencia presentada en la columna Offset entre las estaciones de la EPMAAPS y la Secretaría de Ambiente, obligando a pensar que quizás sea necesario también realizar el modelo por separado.

Al igual que en los dos anteriores modelos se tratará entonces de modelar estos 3 elementos (amplitud, fase y *offset*) en función de la posición geográfica de las diferentes estaciones disponibles sin olvidar otra vez el cumplimiento de los dos aspectos muy importantes de exactitud y realismo.

Por otro lado, no se conoce si dichos tres elementos son dependientes de la latitud, longitud, altura o de cualquier combinación de entre las tres; así de manera rápida por los inconvenientes que se generaría si se documenta todo este proceso, en la tabla 3.5 se presenta el coeficiente de correlación R^2 y se remarca la falta de contundencia en los resultados para determinar qué variable seleccionar (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Tabla 3.5. Factor de correlación R^2 entre cada variable.

	Latitud	Longitud	Altura
Amplitud	0.3	0.4	0.25
Fase	0.07	0.29	0.003
Offset	0.19	0.24	0.3

Fuente: Joffre Constante.

En este punto no queda otra opción que determinar de manera empírica la mejor combinación de variables a utilizar; así para estimar la Amplitud la mejor correlación presentó la combinación de longitud y altura con $R^2 = 0.61$ y regresión lineal, ya que las ecuaciones no lineales generan muy poco aporte y falta de realismo, la ecuación características es la (3.10) (Walpole, 2007: s.p.).

$$\text{Amplitud} = -1954 - 25.28 * \text{longitud} - 0.004811 * \text{altura} \quad (3.10)$$

La mejor combinación para estimar la Fase se presentó con la longitud y latitud dando un coeficiente de correlación $R^2 = 0.29$ y regresión lineal, las ecuaciones no lineales generaron muy poco aporte y falta de realismo, la ecuación característica es la (3.11) (Walpole, 2007: s.p.).

$$Fase = -214.3 - 0.1218 * latitud - 2.749 * longitud \quad (3.11)$$

Para el *Offset* la mejor correlación presentó la combinación de longitud y altura con $R^2 = 0.5$ y regresión lineal, la ecuación características es la (3.12).

$$Offset = -14230 - 185.5 * longitud - 0.05284 * altura \quad (3.12)$$

Ahora para comprobar si esos coeficientes de correlación bastan para la estimación, se deben recalculan los tres elementos (amplitud, fase y *offset*) con las ecuaciones 3.10, 3.11 y 3.12 presentados en la tabla 3.6 en la columna “16 Estaciones” para finalmente ver que error anual producen comparando con la serie que genera los tres elementos reales. El error obtenido es de subestimación con valor ampliamente superior al aceptable, 18 % (Walpole, 2007: s.p.).

Como ya se había anticipado se debe realizar el mismo proceso anterior de las 16 estaciones pero ahora para las 10 estaciones de la EPMAPS y las 6 de la Secretaría por separado. Empezando por las estaciones de la EPMAPS se puede anticipar que no se encontrarán buenos resultados por las experiencias antes obtenidas, y evidentemente al momento de tratar de encontrar una ecuación que ajuste de manera bastante precisa los 3 elementos fue imposible debido a la gran dispersión que presentan sus datos, dando por descartada esta opción.

Por otro lado, en las 6 estaciones de la Secretaría de Ambiente se procede a realizar el análisis de regresiones para determinar, cuál es el mejor modelo de estimación, empezando por la Amplitud se escoge que sus variables independientes sean la latitud y la altura por su mejor coeficiente de correlación obtenido $R^2 = 0.99$, la ecuación 3.13 es la representativa y se visualiza en la figura (3.13) (Walpole, 2007: s.p.)

$$\text{Amplitud} = -84.96 - 565.6 * \text{lat} + 0.02852 * \text{alt} - 709.5 * \text{lat}^2 + 0,1047 * \text{lat} * \text{alt} \quad (3.13)$$

Donde: *lat* Latitud
 alt Altura

Para la Fase se escoge como variables independientes también a la latitud y altura por su mejor coeficiente de correlación $R^2= 1$, la ecuación resultante es la (3.14) y su grafica la figura 3.13 (Walpole, 2007: s.p.).

$$\text{Fase} = -116.1 - 71.27 * \text{lat} + 0.08626 * \text{alt} - 107.8 * \text{lat}^2 + 0,01042 * \text{lat} * \text{alt} - 0.00001624 * \text{alt}^2 \quad (3.14)$$

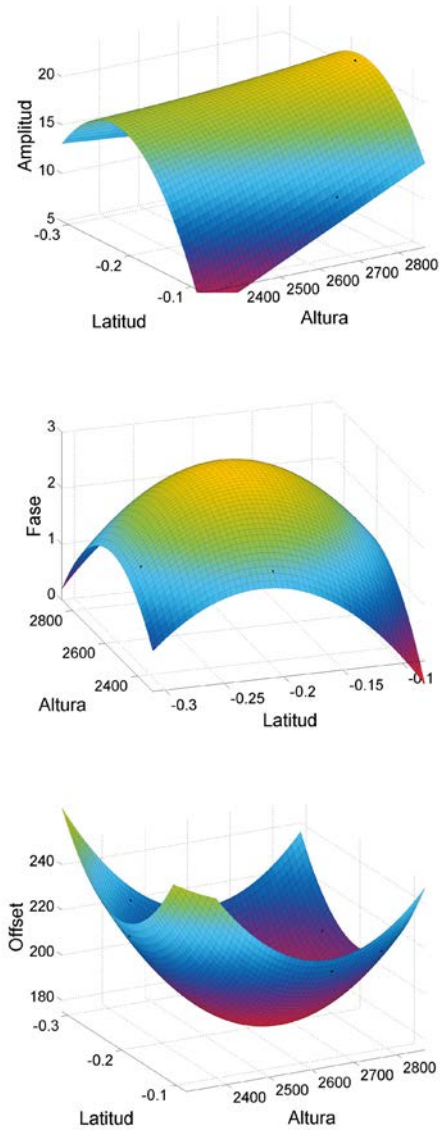
Donde: *lat* Latitud
 alt Altura

Por último las variables de latitud y altura se escogen para estimar el Offset presentando el mayor coeficiente de correlación $R^2= 1$, la ecuación característica es la (3.15) y su grafica la figura 3.13 (Walpole, 2007: s.p.).

$$\text{Offset} = 3774 + 1321 * \text{lat} - 2.623 * \text{alt} + 3041 * \text{lat}^2 - 0.02885 * \text{lat} * \text{alt} + 0.0004955 * \text{alt}^2 \quad (3.15)$$

Donde: *lat* Latitud
 alt Altura

Figura 3.13. Modelo de ajuste para la Amplitud, Fase y Offset respectivamente



Fuente: Joffre Constante.

Ahora para comprobar si estos coeficientes de correlación bastan para la estimación se debe recalculan los tres elementos (amplitud, fase y offset) con las ecuaciones (3.13), (3.14) y (3.15) presentados en la tabla 3.6 en la columna “Est. Secret” para finalmente ver que error anual producen comparando con la serie que genera los tres elementos reales. El error obtenido es sumamente aceptable, 0.42 %, por lo que se acepta el modelo y se lo define como de muy buena estimación.

En este punto hace falta evidenciar que las estaciones de la Secretaría de Ambiente se encuentran todas en el sólido, es decir dentro de la ciudad, y se pone de manifiesto también que su altura está aproximadamente entre los 2 300 y 2 900 metros sobre el nivel del mar, dejando como cuestionamiento la valides del modelo para alturas superiores e inferiores a las antes mencionadas (Secretaría de Ambiente, 2013).

Con estas anotaciones se finaliza el tercer modelo numérico de estimación de la energía solar de manera espacial y temporal en el DMQ.

Tabla 3.6. *Constantes reales y estimadas para el tercer modelo.*

ESTACIÓN	CONSTANTES ORIGINALES			16 Estaciones			Est.Secret		
	Amplitud	Fase	Offset	Amplitud	Fase	Offset	Amplitud	Fase	Offset
Maucatambo	5.50	0.02	136.21	-31.85	4.69	100.45			
Rumihurco	13.53	1.16	103.36	-25.87	5.15	148.65			
Rumipamba	13.80	1.58	104.63	-24.86	5.13	160.64			
Bellavista	12.13	1.49	143.84	-24.77	4.94	167.91			
Yaruqui	15.57	0.98	115.27	-27.37	4.50	153.79			
San Antonio	16.91	0.90	170.84	-22.34	4.90	195.22			
Iasa	10.73	1.04	111.71	-24.97	4.83	170.12			
Mica	2.11	1.83	110.45	-35.43	4.33	72.45			
Pita	19.76	2.19	118.77	-27.23	4.92	142.89			
Quijos	6.23	-0.05	71.04	-34.01	3.82	104.60			
Carapungo	11.58	1.53	214.95	-23.65	4.89	181.41	11.31	1.54	214.05
Cotocollao	15.13	1.37	217.53	-23.03	5.03	183.65	15.56	1.38	216.56
Belisario	21.60	1.92	197.50	-23.41	5.02	180.09	21.20	1.92	196.51
El Camal	18.55	1.57	202.49	-22.93	5.09	183.54	18.76	1.57	201.48
Tumbaco	17.51	1.82	223.70	-23.26	4.77	190.03	17.65	1.83	222.89
Los Chillos	13.87	1.77	220.80	-22.33	4.95	194.71	13.78	1.79	219.93

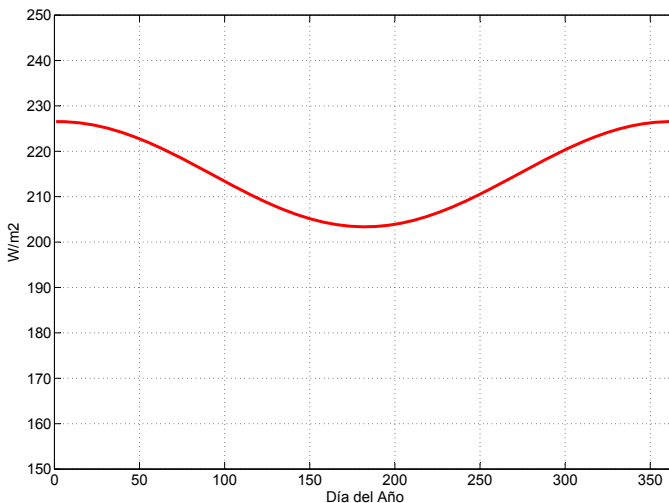
Fuente: *Joffre Constante.*

Resumiendo, para utilizar el modelo se debe poseer la ubicación exacta del lugar de estudio (latitud, longitud y altura), calcular los tres elementos: amplitud, fase y *offset* con las ecuaciones (3.13), (3.14) y (3.15) siempre y cuando se encuentre entre los 2 300 y 2 900 metros; caso contrario se puede aproximar con las ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12), pero con mayor incertidumbre, y por último calcular la radiación solar diaria (H) mediante la ecuación (3.16), si la frecuencia es diaria se debe multiplicar el resultado por 24 horas para obtener la energía, y no 12 horas, por el hecho de que así se asumió desde el inicio de la investigación. En la figura 3.14, se muestra un ejemplo de la radiación solar estimada con este modelo.

$$H = Offset + Amplitud * \text{seno}\left(\frac{n * \pi}{180} + Fase\right) \quad (3.16)$$

Donde: n Día del año (1-365)

Figura 3.14. Modelo # 3 de estimación de la energía solar para la estación Belisario de la Secretaría de Ambiente.



Fuente: Joffre Constante.

- **Modelo de ajuste para la información proporcionada por la NASA.**

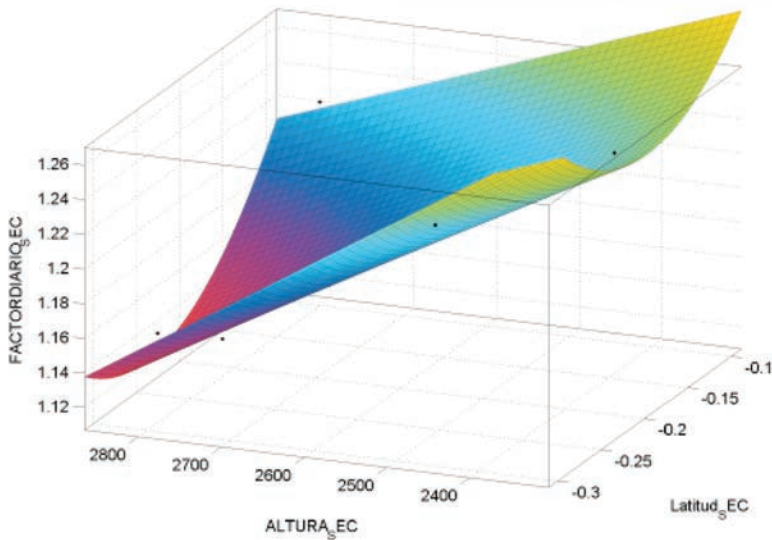
La NASA brinda información mundial de radiación solar a partir de imágenes satelitales las cuales mediante la metodología “Surfacemeteorology and Solar Energy”, SSE, son transformadas a bases de datos las cuales se disponen al público en su página web.

La frecuencia máxima de muestreo disponible al público es diaria, la resolución es de un grado en latitud y de un grado en longitud. Cabe recalcar que un grado de latitud equivale a 110 Km de distancia, lo que hace pensar que en su mayoría el DMQ se encontrará dentro de un pixel de información.

Al comparar la energía solar brindada por la NASA con la información real de radiación solar dentro del DMQ de las 16 estaciones pertinentes, se encontró que la NASA sobreestima la misma, es por esto que se determinó un factor de corrección (K) para cada uno de los puntos de información, y ya que estos eran cambiantes, se los modeló en función de su ubicación geográfica (latitud, longitud, altura). El resultado fue exitoso puesto que se encontró una tendencia la cual se describe por la ecuación 3.17, la figura 3.15 representa la gráfica de la curva y modelo.

$$K = 1.677 + 0.1269 * lat - 0.0001198 * alt + 3.646 * lat^2 + 0.000571 * lat * alt \quad (3.17)$$

Figura 3.15. Regresión multivariable para estimar el factor de corrección



K a partir de información de la NASA.

3.4 Mapa solar del DMQ

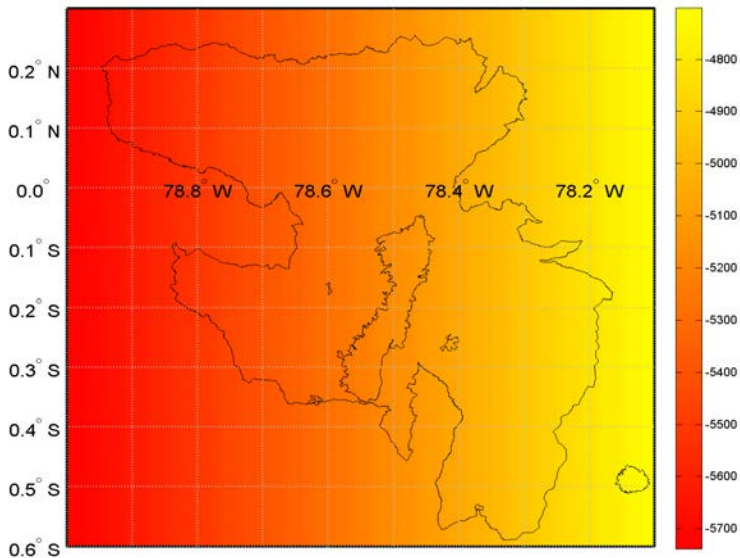
En todas las gráficas siguientes se presentará los mapas de energía solar generados con los modelos antes desarrollados para el Distrito Metropolitano de Quito, así en la figura 3.16 se generó el mapa de energía solar promedio anual del DMQ a una altura de 2 632 m.s.n.m que corresponde a la altura media entre las estaciones de la Secretaría de Ambiente.

Como se concluyó en las secciones anteriores respecto a la validez del modelo más allá del rango entre los 2 300 y 2 900 metros, y recordando además que los estimadores más precisos se basan en las estaciones de la Secretaría de Ambiente las cuales están distribuidas dentro de la ciudad de Quito, se presenta en la figura 3.17, la distribución espacial de la energía solar en Quito a diferentes alturas, 2 300, 2 400, 2 500, 2 600, 2 700, 2 800 y 2 900 m.s.n.m, de donde se puede

observar claramente que a una misma altura la energía solar tiende a aumentar hacia el “Oeste” de la ciudad de Quito, sin embargo esta no es la realidad puesto que la topografía no mantiene una altura constante y al comparar las alturas reales entre diferentes zonas de Quito se aprecia que la energía solar es superior en los valles y cerca de la Mitad del mundo.

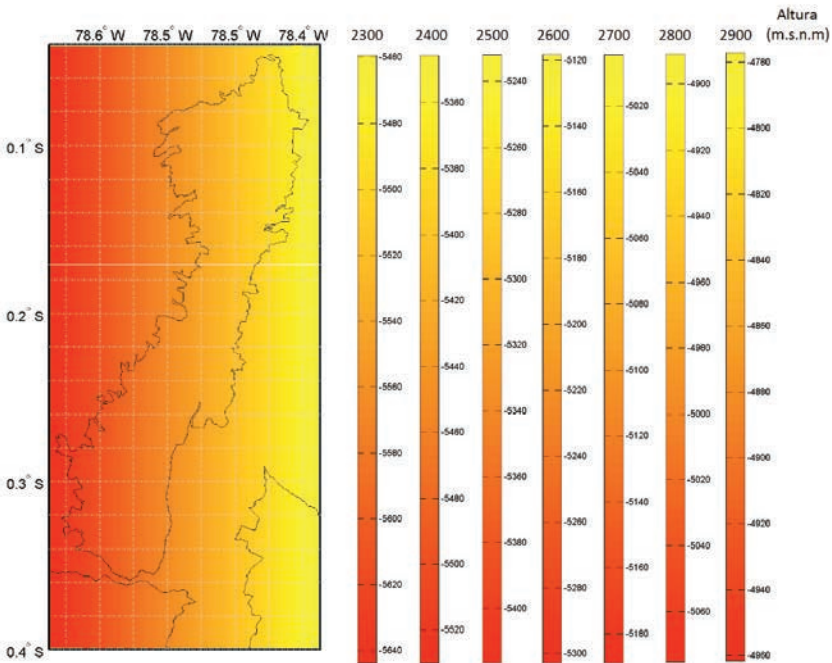
Pensando un poco, se diría que el modelo podría estar arrojando resultados erróneos puesto que no es razonable que la altura sea inversamente proporcional a la energía solar; sin embargo, intentando explicar este fenómeno la única explicación es el cambio de la atmósfera en la ciudad desde hace algunos años, pero por otro lado al comparar con las ecuación (3.2) y (3.3), donde se toman las estaciones de la EPMAPS con alturas mayores y fuera de la ciudad, estas muestran también la relación inversa entre altura y energía solar. Así se concluye que un punto que reafirma la valides del modelo (Secretaría de Ambiente, 2013).

Figura 3.16. *Energía Solar diaria promedio en el DMQ.*



Fuente: *Joffre Constante.*

Figura 3.17. Energía Solar diaria promedio en Quito a diferentes alturas.

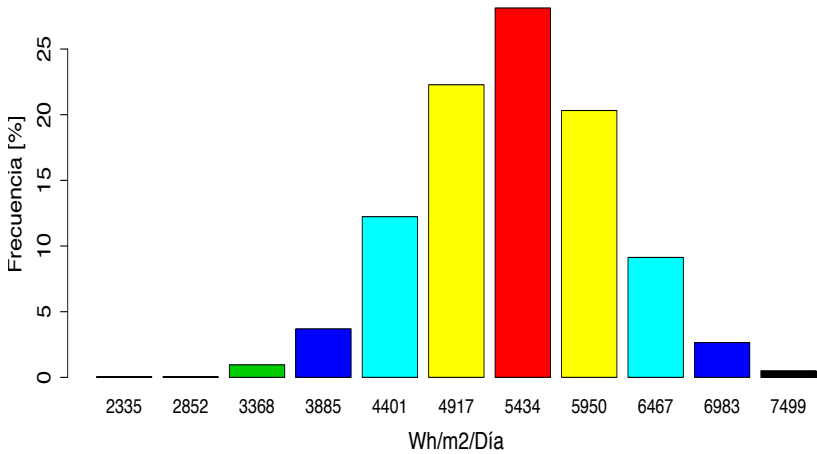


Fuente: Joffre Constante.

En este punto solo hace falta analizar algunas medidas de tendencia central, dispersión y asimetría de la muestra, empezando por la media aritmética esta es igual a $5\,107 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, la desviación estándar $726 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, valor mínimo $2\,335 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, valor máximo $7\,499 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ y un total de valores observados de 2 190 (Secretaría de Ambiente, 2013).

La desviación estándar sería útil si se conoce el tipo de distribución de la energía solar; en la figura 2.11, se demostró que la distribución diaria sigue una tendencia exponencial inversa, sin embargo en este punto por conveniencia es de sumo interés la distribución anual promedio la cual se presenta en la figura 3.18.

Figura 3.18. Histograma de frecuencia de la energía solar promedio anual en el DMQ.

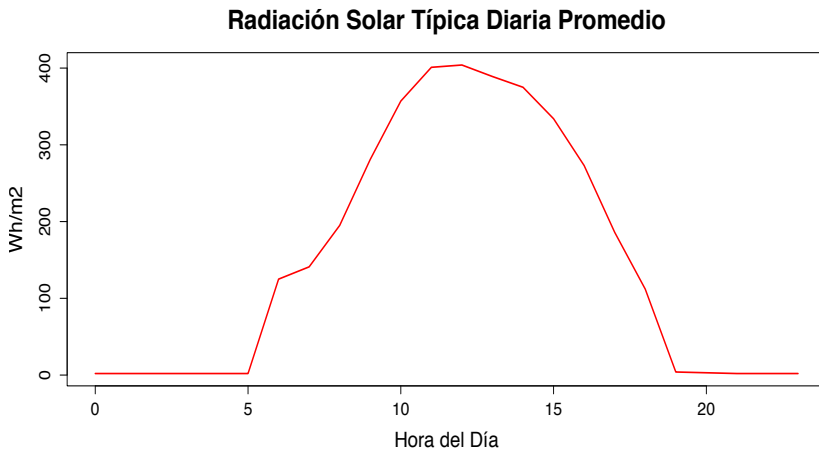


Fuente: Joffre Constante.

Se observa entonces que la distribución de la energía solar es normal de donde se concluye según las propiedades de la misma que con 2 desviaciones estándar se incluiría el 95 % de los datos, así en el rango de entre 4381 y 5833 Wh/m²/día se esperaría que se encuentren los valores de energía solar a lo largo de todo el año en todo el DMQ, sin olvidar también que la exactitud puntual del modelo es del 95 % (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

De manera adicional como complemento, se realiza un estudio del comportamiento típico horario-diario de la energía solar en el DMQ a ver si se puede predecir de alguna forma, si se toma como variable independiente las horas de un día (0 a 23 horas) y como variable independiente la radiación solar promedio, se obtiene una tendencia similar a la mostrada en la figura 3.19, de donde se evidencia que se podría estimar de manera algo precisa con una senoide de media onda (Martínez Bencardino, 2012)

Figura 3.19. Radiación Solar diaria promedio con frecuencia horaria para el DMQ.



Fuente: Joffre Constante.

Calculando el valor diario promedio de la energía solar (H_d) con cualquiera de los cuatro modelos antes desarrollados se puede estimar el comportamiento diario horario (H_h) con la ecuación (3.18), el valor de “ π ” corresponde al valor promedio de una señal sinusoidal de media onda, sin embargo se calculó de manera empírica esta constante específicamente para el comportamiento diario del recurso solar y se obtuvo un valor igual a 2.7, utilizar este valor o “ π ” estaría correcto aunque se cree que es más preciso 2.7.

$$H_h = \begin{cases} 0 - 4 \\ 5 - 19 \\ 20 - 23 \end{cases} \quad H_d * \pi * \text{seno}\left(\frac{(hora-5)*180}{14}\right) \quad (3.18)$$

ANÁLISIS DE LA ENERGÍA SOLAR EN EL PROYECTO FOTOVOLTAICO DEL CENACE

En el presente capítulo se analizará y calculará de manera comparativa algunos indicadores útiles al momento de emprender un proyecto de generación de energía eléctrica con tecnología fotovoltaica entre las tres fuentes de información resultantes del anterior capítulo que son: los datos reales brindados por el CENACE, los datos estimados por el CONELEC y el MODELO # 1, con el objetivo de determinar si la precisión es adecuada, en un proyecto real y definir, finalmente, el modelo como válido. Para cumplir este fin es necesario estimar de manera técnica y económica la producción de la generadora, las pérdidas, la inversión y por último algunos indicadores de recuperación de la inversión.

4.1 Características del proyecto fotovoltaico

La central de generación fotovoltaica del CENACE se encuentra dispuesta en las instalaciones del CENACE, valga la redundancia, ubicada en el sur de la ciudad de Quito en la Panamericana Sur, Km. 17 y medio en el sector de Santa Rosa. El objetivo principal es dotar de ener-

gía limpia y renovable en cierto porcentaje a la red eléctrica de la institución aprovechando la gran dimensión de la terraza de la edificación que podía ser explotada con un proyecto de generación solar.

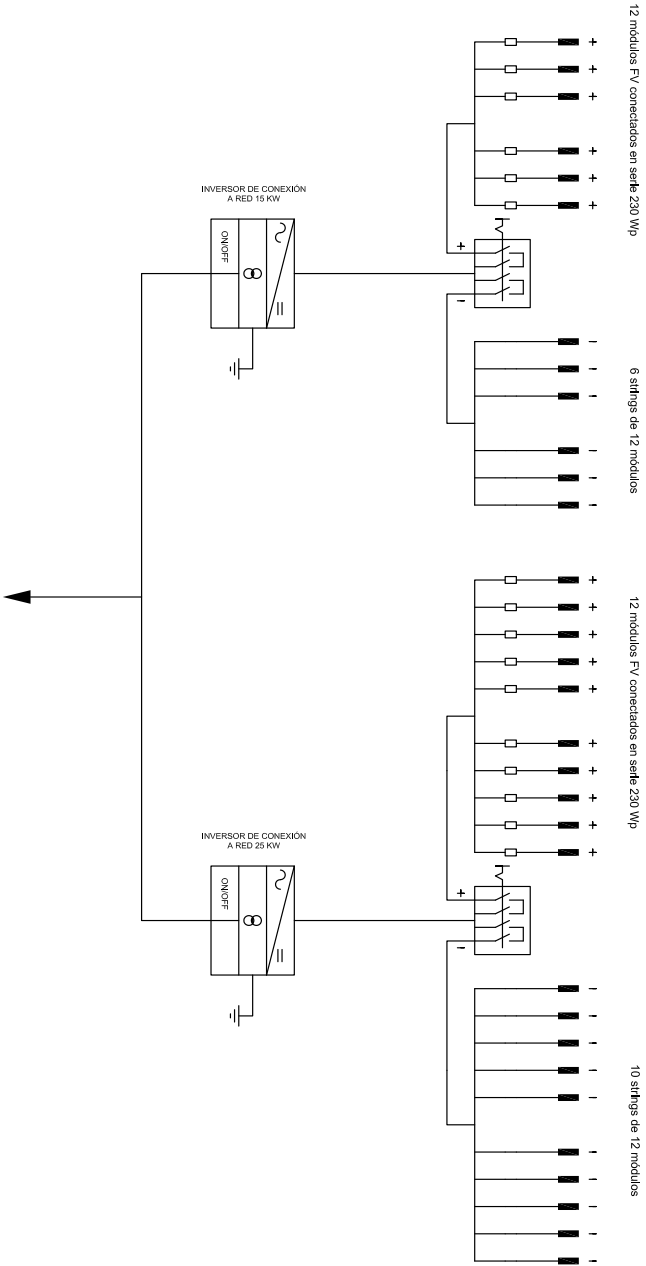
El mejor y más apropiado diseño dio como resultado una potencia nominal de 40KW para lo cual se instalaron dos inversores marca Ingeteam, uno de 25 kW y el otro de 15 kW del modelo Ingecon Sun Smart 25 U y 15 U 208. Al inversor de 15 kW, se le conecta 6 strings de 12 paneles de 230 Wp; y al segundo inversor de 25 kW se instalan 10 *strings* de 12 paneles de 230 Wp, dando una potencia total instalada de 44160 kWp como se lo puede resumir en la tabla 4.1. En la figura 4.1, se puede apreciar el diagrama unifilar de la central (CENACE, 2013).

Tabla 4.1. *Inversores, strings, paneles solares y potencia del proyecto fotovoltaico del CENACE.*

Cantidad de Inversores	Potencia del Inversor [KW]	No. de Paneles de 230 Wp por String	Strings	Cant. Total de Paneles	Potencia Instalada [Wp]
1	15	12	6	72	16 560
2	25	12	10	120	27 600
			Total	192	44 160

Fuente: CENACE.

Figura 4.1. Diagrama unifilar de la central fotovoltaica del CENACE.



Fuente: CENACE.

Tabla 4.2. Características Técnicas del panel solar HJM230P-20.

Modelo	HJM230P-20
Pmax	230 W
Tipo de Celda	Silicio Policristalino
No. de celdas	60
Peso	19.5 Kg
Dimensiones	1 646 x 992 x 45 mm
Voltaje Máximo [Vmp]	29.2 V
Corriente Máxima [Imp]	7.88 A
Voc	36.4 V
Isc	8.5 A
Coef. Temp de Isc	0.009 %/°C
Coef. Temp de Voc	- 0.34 %/°C
Coef. Temp de Pmax	- 0.37 %/°C
Temperatura de Operación Normal	45°C
Rendimiento Celda	17 %
Rendimiento del Modulo	14.50 %

Fuente: CENACE.

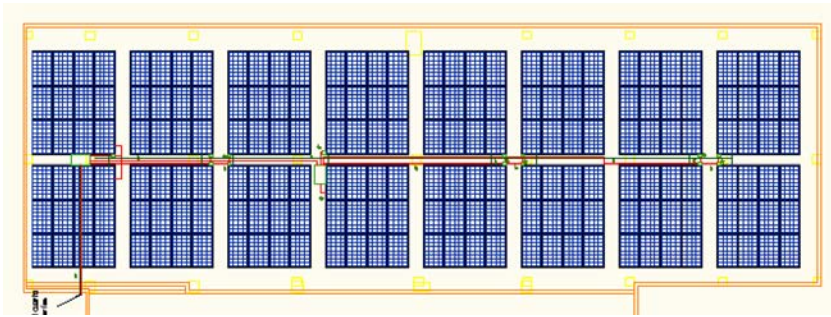
• Estructura de soporte de los paneles

La estructura de soporte de los paneles está montada en el techo de la edificación civil, con perfiles de hierro galvanizado en caliente con 25 años de vida útil. La estructura soporte de módulos resiste las sobrecargas del viento presentes en el CENACE (25 m/s) con los módulos instalados (CENACE, 2013).

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permiten las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

El diseño de la estructura se realizó con la orientación hacia el norte y el ángulo de inclinación de 10 grados, especificado para el generador fotovoltaico, lo que permite la óptima producción energética promedio anual del techo solar, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos. En la figura 4.2, se dispone de la distribución de los 192 paneles en la terraza del CENACE.

Figura 4.2. Disposición de los paneles solares en la terraza del CENACE.



Fuente: CENACE.

• Inversor

Cada inversor cuenta con una carcasa de acero inoxidable ya sea para instalación en interiores o al aire libre, son capaces de soportar temperaturas ambientes extremas, adicionalmente cuenta con un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico. Cada inversor lleva incorporado un data logger interno para un máximo de 3 meses de almacenamiento de datos, que se puede acceder desde un PC remoto o desde la parte frontal del inversor a través de un teclado (CENACE, 2013).

Estos inversores Ingecon[®] Sun Smart han sido diseñados con componentes que ofrecen una vida útil de más de 20 años. Vienen con una garantía estándar de 5 años que opcionalmente se puede ampliar hasta 20 años.

Las características básicas de los inversores son las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionan en isla o modo aislado.
- La máxima eficiencia del inversor de 15 kW es de 95.5 %. La máxima eficiencia del inversor de 25 kW es de 96.1 %.

- El autoconsumo del inversor de 15 kW y de 25 kW es igual en ambos casos 30 W.
- El factor de potencia es lo más cercano a 1 y puede ser ajustable.
- Los inversores tienen un grado de protección IP 65, (NEMA 3R)
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre -20°C a 55°C de temperatura y entre 0 % y 95 % de humedad relativa.
- Los parámetros de funcionamiento propio del inversor tienen una protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (61 y 59 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1.1 y 0.85 pu nominal, respectivamente).

El inversor incorpora protección frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

• Punto de conexión

El punto de conexión a la red está en la BARRA NO ESENCIAL del tablero de distribución principal de modo que el aporte del sistema fotovoltaico no afecte al servicio de las cargas críticas. Esta barra no esencial se secciona de la BARRA ESENCIAL al momento en que entre en operación el grupo electrógeno mediante la acción del disyuntor existente. Así, se consigue evitar la instalación de un tablero de sincronismo y control de carga en el caso de que opere el sistema fotovoltaico (CENACE, 2013).

En el circuito de generación hasta el equipo de medida no se intercala ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

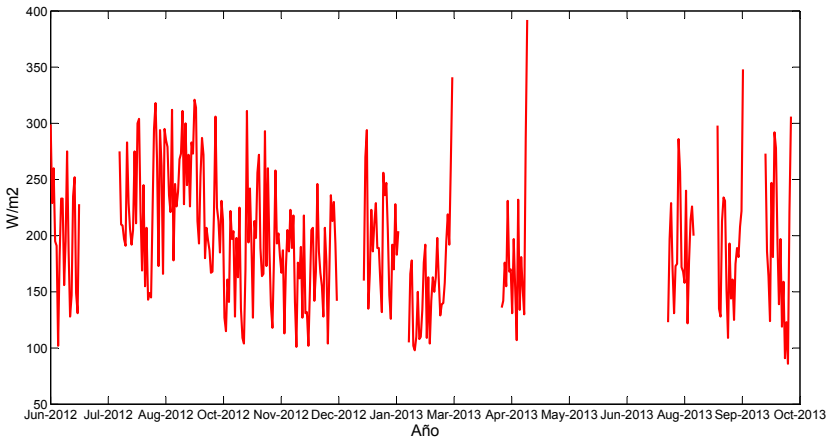
4.2 Estimación temporal de la energía solar

El proyecto de generación fotovoltaica del CENACE está ubicado en coordenadas geográficas a una latitud de - 0.37°, longitud de- 78.54° y una altura aproximada de 3000 m.s.n.m necesarias para estimar la ener-

gía solar incidente por los cuatro modelos desarrollados en la presente investigación y descritos en el capítulo anterior, estos más la información brindada por el CONELEC en su atlas solar con fines de generación eléctrica serán comparados con la radiación incidente real medida por el propio CENACE en sus instalaciones por medio de una celda calibrada (CENACE, 2013).

La información proveniente del CENACE, la cual se asume que es la real en el lugar, presenta una serie temporal desde junio del año 2012 hasta mediados de octubre del 2013, sin embargo existe mucha información faltante, lo cual desencadena falta de confiabilidad en el análisis. Por otro lado, al igual que cuando se validó la información de radiación solar de las instituciones competentes para la modelación, en este caso también hace falta validar los datos provenientes del CENACE con el fin de crear menos incertidumbre en el proceso, así se inicia con el control de calidad de la información, donde básicamente se trata de filtrar las anomalías extremas, valores negativos, filtros: diurno y nocturno obteniendo así los datos como se presentan en la figura 4.3; cabe recalcar que en general la información de radiación solar era correcta (Johnson, I. Miller y J. E. Freund, 2012: 541).

Figura 4.3. Radiación solar medida en el proyecto fotovoltaico del CENACE.



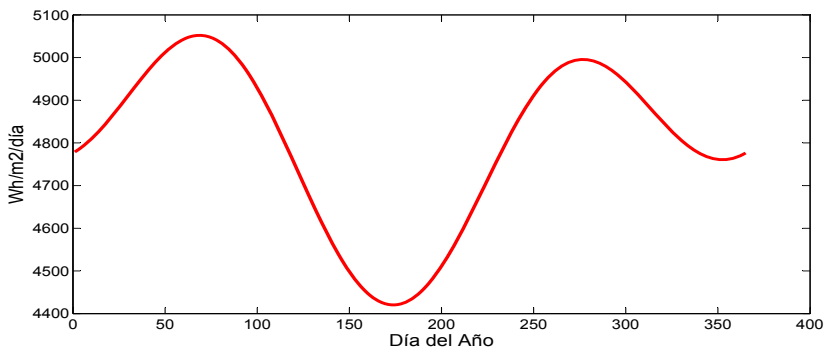
Fuente: CENACE.

Al realizar un análisis del recurso solar en el año 2012 y en el año 2013 se observa un acontecimiento que era de esperarse, y es que en el año 2012 el promedio de radiación solar es de $205 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ y en el 2013 de $182 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ aunque no se tenga la información completa de los años. Esta gran diferencia, alrededor del 20 %, se atribuye a que el año 2012 fue un poco especial en cuanto al clima y por otro lado a la falta de información de un año completo, sin embargo entre ambos periodos se puede estimar la información de un año completo obteniendo un promedio de $198 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ que equivale en energía a $4764 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Empezando entonces a analizar el atlas solar puesto a disposición por el CONELEC se obtiene la energía solar en el lugar en cuestión para todos los meses del año como se aprecia en la tabla 4.3, en promedio anual la energía es de $5\,078 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ lo cual tiene un error del 6.2 %.

En segundo lugar, se estima la energía solar incidente en el proyecto fotovoltaico con el primer modelo desarrollado en el capítulo tercero referente a las ecuaciones dadas por Page y el cálculo de la constante de ajuste por medio de la ecuación (3.4), el resultado de la serie temporal de un año promedio se muestra en la figura 4.4, la serie mensual en la tabla 4.3, la energía solar promedio es de $4796 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ lo que equivale a un error de tan solo el 0.67 % (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

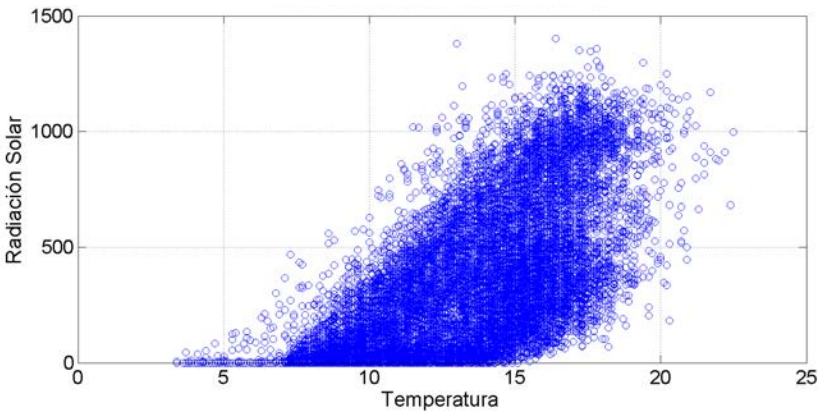
Figura 4.4. Radiación solar estimada según el modelo # 1 para el proyecto fotovoltaico del CENACE.



Fuente: Joffre Constante.

El segundo modelo desarrollado en el capítulo anterior referente a la ley de Stefan- Boltzmann que relaciona la temperatura con la energía electromagnética emitida por un cuerpo fue imposible implementar ya que al generar un gráfico de dispersión, figura 4.5, entre la energía solar y la temperatura de los datos brindados por el CENACE se encontró sorprendentemente que su relación era lineal, lo que evidentemente esta incorrecto e impide ejecutar este modelo ya que de preámbulo se esperaba un error muy elevado (Eisberg, 1983: 710).

Figura 4.5. Temperatura vs Radiación Solar de la central fotovoltaico del CENACE.

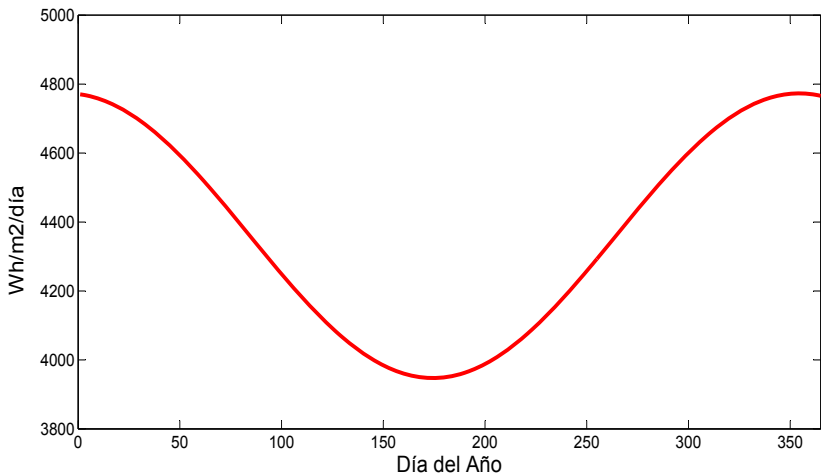


Fuente: CENACE.

Por último se calcula la energía solar en la zona por medio del tercer modelo desarrollado que trata de una onda sinusoidal, donde se modelan los parámetros necesarios para construirla por medio de las ecuaciones (3.13), (3.14) y (3.15); como resultado del análisis de las estaciones de la Secretaría de Ambiente, los datos obtenidos de energía solar son sumamente elevados con respecto al valor real y esto se puede explicar por dos circunstancias: la primera que el modelo con las estaciones de la Secretaría de Ambiente tenía como altura máxima los 2 900 m.s.n.m; la segunda que al analizar la figura 3.13 se evidencia que en los puntos extremos de latitud y altura la curva es no lineal lo que conlleva a generar un valor exagerado.

Ante esta anomalía, se optó por utilizar las ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12) resultantes del análisis con las 16 estaciones climatológicas; así se obtuvo la serie temporal anual, la cual se manifiesta en la figura 4.6, de manera mensual en la tabla 4.3, y con una media aritmética anual de $4\,360 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, lo cual equivale a un error del 9.2 % (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Figura 4.6. Radiación solar estimada según el modelo # 3 para el proyecto fotovoltaico del CENACE.

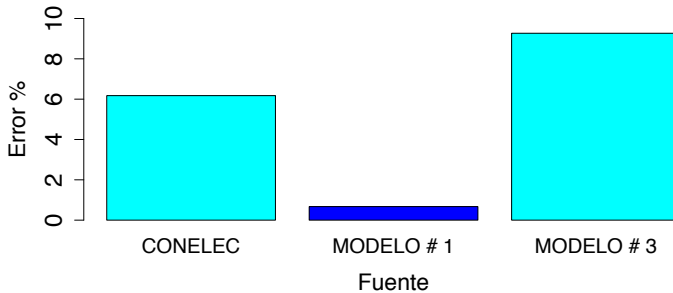


Fuente: Joffre Constante.

En este punto, hace falta realizar un análisis de los resultados, para lo cual se presenta a manera de resumen el error generado por el CONELEC y los dos modelos desarrollados en la figura 4.7. A simple vista se puede concluir que el primer modelo es el más adecuado y preciso, sin embargo hay que recordar que los modelos más exactos se generaron a partir de la información de las 6 estaciones de la “Secretaría de Ambiente” las cuales se encuentran entre el rango de alturas de 2 300 y 2 900 m.s.n.m y en la parte solida de la ciudad de Quito, la central de generación eléctrica del CENACE se encuentra aproximadamente a 3 000 m.s.n.m y en las afueras o límite sur de la ciudad lo que conlleva a poner a prueba los modelos.

El primer modelo, y el más exacto con error inferior al 1 %, se concluye que es válido ampliamente a esta altura y se puede predecir que también en alturas superiores, hay que mencionar que este modelo tiene como variables independientes tanto las coordenadas geográficas, latitud y longitud, como la altura.

Figura 4.7. Comparación de error generado en la estimación de radiación solar en el proyecto fotovoltaico del CENACE.



Fuente: *Joffre Constante.*

El tercer modelo presenta un error de subestimación cercano al 10 % con las ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12), las cuales se utilizaron dado que la altura sobrepasaba los 2 900 m.s.n.m; este porcentaje de error se predijo en el capítulo anterior por la dispersión de datos a estas alturas; el modelo podría predecir mucho mejor en el rango de alturas para el cual se conoce que es válido y dentro de su dominio.

Por último el atlas solar del CONELEC “sobrestima” la energía solar en el orden del 6 % en la zona de proyecto en cuestión (Kreyszig y J. H. Pérez Castellanos, 2000).

Por otro lado, se calculó la energía solar por medio de la información brindada por la NASA y posteriormente corregida mediante el modelo que se obtuvo en el anterior capítulo. De manera mensual, se presenta dicha información en la tabla 4.3 (MODELO N° 3) donde claramente se destaca que el error generado es del 1.4 %, ya que este error es el aceptado, se concluye que dicho modelo también estima correctamente la radiación solar y que podría ser útil en lugares fuera de su dominio, quizás aún más extendidos que el modelo N° 1 de Page.

Hay que tomar en cuenta que la radiación solar de manera continua, es decir por ejemplo a una frecuencia de 10 minutos es muy cambiante y oscilante, sin embargo al comparar la media aritmética de manera diaria esta es bastante similar y más aún en periodos mensuales o anuales. La energía solar diaria de un año promedio es la mostrada en la figura 4.4.

Resumiendo, el primero o cuarto modelo hubiera sido sumamente exacto y válido para realizar el estudio técnico y de prefactibilidad del proyecto del CENACE sin necesidad de ubicar una estación climatológica en cuanto a energía solar se refiere, ya que otras variables de temperatura, humedad relativa y velocidad del viento son necesarias para dichos estudios. La estimación del recurso solar por estos modelos podría dar mucha más exactitud al estudio económico, ya que los resultados, por ejemplo de ingresos por venta de energía y el tiempo de recuperación de inversión, serían más exactos. Estos indicadores son extremadamente importantes para el inversionista.

Tabla 4.3. Estimación de la energía solar promedio diaria mensual incidente en el proyecto del CENACE.

MESES	CENACE [Wh/m ² /día]	CONELC [Wh/m ² /día]	MODELO N° 1	MODELO N° 2	MODELO N° 3	MODELO N°4
Enero	4 738	5 013	4 838	-----	4 741	4 698
Febrero	3 390	5 013	4 991	-----	4 614	4 948
Marzo	5 462	5 013	5 036	-----	4 420	5 172
Abril	4 364	4 838	4 876	-----	4 210	4 922
Mayo		4 663	4 609	-----	4 040	4 685
Junio	4 805	4 838	4 439	-----	3 956	4 570
Julio	4 805	5 013	4 494	-----	3 981	4 845
Agosto	5 309	5 363	4 722	-----	4 107	5 061
Septiembre	5 368	5 538	4 937	-----	4 301	4 848
Octubre	4 480	5 013	4 980	-----	4 511	4 813
Noviembre	4 255	5 275	4 869	-----	4 680	4 890
Diciembre	4 330	5 363	4 771	-----	4 764	4 525
PROMEDIO	4 765	5 078	4 797	-----	4 360	4 831
ERROR	0.0 %	6.2 %	0.7 %	-----	-9.3 %	1.4 %

Fuente: Joffre Constante.

4.3 Estimación de producción

Hasta este momento ya se cuenta con la energía solar global incidente en la terraza de la edificación del CENACE de tres fuentes distintas: del CENACE, del CONELEC y según el primer modelo en unidades de W/m^2 promedio al día. Como se desarrolló en el primer capítulo las pérdidas en una central fotovoltaica son varias pasando principalmente por la existente en los paneles fotovoltaicos, el inversor y el cableado, sin olvidarse algo muy importante que es la pérdida de la energía por el ángulo formado entre el rayo del sol y la pendiente del panel solar (Vanek, L. Albright y L. Angenent, 2012: 671)

Para calcular la energía diaria incidente en un panel solar refiérase a la ecuación (1.16), para encontrar el ángulo de incidencia a la ecuación (1.16), y para calcular la declinación se procede con la ecuación (1.11) o (1.12). El coseno del ángulo formado entre el vector del rayo solar y la pendiente del panel (10°) representa en cierta manera la eficiencia de la dirección escogida para el arreglo de paneles, es obvio entonces pensar que la eficiencia a medio día será la máxima y por el contrario en las primeras y últimas horas será la mínima, es así como el promedio diario de rendimiento para esta dirección del proyecto del CENACE se estima en 78.4 %. En la tabla 4.4, se presenta la radiación solar promedio incidente en el panel fotovoltaico a una inclinación de 10° comparando las tres fuentes de información (Rújula, 2009: 336).

Tabla 4.4. Radiación solar incidente en el panel solar con un grado de inclinación de 10° en el proyecto del CENACE.

FUENTE	Rad. Solar Incidente Panel (10°) [W/m ²]
CENACE (REAL)	151.4
CONELEC	158.1
MODELO N° 1	149.3

Fuente: Joffre Constante.

Una vez que ya se cuenta con la energía incidente en el panel solar hay que calcular las pérdidas en el mismo; de manera general la hoja de características nos dice que la eficiencia promedio es de 14.5 %, sin embargo la realidad es que esta eficiencia es calculada en condiciones estándar de funcionamiento por lo que habrá que referirse a las curvas tanto de irradiancia vs eficiencia y temperatura vs eficiencia que de forma empírica se representan por las ecuaciones (4.1) y (4.2) respectivamente. Cabe destacar que la temperatura utilizada en la ecuación (4.2) no es la temperatura ambiente sino la temperatura del panel, referida a la ecuación (1.22). En la tabla 4.5, se presenta la energía incidente que se presenta a la salida de los paneles fotovoltaicos igualmente comparando las tres fuentes de información (Rújula, 2009: 336).

$$\text{Potencia} = -9.86 + 0.24 * \text{Rad.Solar} \quad (4.1)$$

$$\text{Eficiencia} = 92 - 0.373 * \text{Temp} \quad (4.2)$$

Donde: Potencia Salida de potencia del panel de 0 a 230 Wp.
 Rad.Solar Radiación solar incidente en el panel en W/m^2 .
 Eficiencia Rendimiento en función de la temperatura en %.
 Temp Temperatura del panel solar en grados centígrados.

Tabla 4.5. Radiación solar a la salida de un panel solar de $1 m^2$ en el proyecto del CENACE.

FUENTE	Rad. Solar a la Salida del Panel Solar [W/m2]
CENACE (REAL)	21.7
CONELEC	23.8
MODELO N° 1	22.0

Fuente: Joffre Constante.

El rendimiento de los inversores de 15 KWp y 25 KWp es de 96.1 % y 94.3 % respectivamente, al conocer que el área de un panel es de $1.63 m^2$ y el número de arreglos y paneles por inversor, se calcula la

potencia de salida promedio anual de cada uno, a lo que se suma una pérdida promedio del 2.5 % en el cableado y demás elementos, ya que el contratista menciona en la memoria técnica que las pérdidas nunca superan el 5 %; es así como en la tabla 4.6 se destaca la potencia promedio anual que estará entregando el inversor a la carga, la potencia media anual de salida de la central fotovoltaica, la producción de energía anual en MWh, el error generado entre las tres fuentes de información y la eficiencia total (Maza, 2011: 314).

Como se puede reiterar el modelo N° 1 es sumamente exacto ya que tan solo presenta un error de subestimación de 1.3 %, por otro lado el atlas solar del CONELEC genera un error de sobreestimación del 8.5 %; con lo que se demuestra nuevamente la validez del modelo desarrollado.

El rendimiento total de una central fotovoltaica es sumamente bajo como se aprecia en la tabla 4.6 con valores cercanos al 10 %, las pérdidas más significativas se generan en el ángulo de inclinación de los paneles lo cual se soluciona en centrales de mayor tamaño con seguidores de sol lo cual permitiría ascender a un rendimiento entre el 12 % y 14 %; pero los verdaderos causantes del bajo rendimiento son los paneles solares y lo cual actualmente por factores tecnológicos no se puede superar, cabe hacer mención que por la baja temperatura que se encuentra en el emplazamiento se ha ganado entre el 1 % y 2 % de rendimiento (S. E. International, 2004: 363).

Tabla 4.6. *Potencia de salida media y producción anual de la central fotovoltaica del CENACE.*

FUENTE DE INFORMACIÓN	POTENCIA DE SALIDA MEDIA DEL INVERSOR		POTENCIA DE SALIDA TOTAL	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL [Mwh]	ERROR	EFICIENCIA TOTAL
	25 KW [W]	15 KW [W]				
CENACE (Real)	4 017	2 456	6 311.3	55.3	0.0 %	10.14 %
CONELEC	4 392	2 686	6 900.6	60.4	8.5 %	10.41 %
MODELO # 1	4 069	2 488	6 392.5	56.0	1.3 %	10.20 %

Fuente: *Joffre Constante.*

El error generado de las tres fuentes de información acorde al rendimiento total del sistema es muy similar: todas alrededor del 10.5 % y con error menor al 3 %.

4.4 Cálculo de indicadores de evaluación

En este apartado se realizará un estudio económico de manera muy general y simple sobre el proyecto del CENACE; se demostrará si existe un gran error generado entre las tres fuentes de información, que podría perjudicar la decisión del inversionista en el supuesto que los fines de la misma sea vender la energía al SNI para generar beneficios económicos. Por otro lado, se predecirán algunos indicadores de evaluación del comportamiento de esta central solar (Rújula, 2009: 336).

En el proceso de análisis hace falta recordar algunos datos importantes mencionados teniendo principalmente como fuente las regulaciones y leyes referentes a centrales fotovoltaicas y algunos parámetros de la generadora los cuales se mencionan a continuación (CONELEC, 2013):

- La potencia nominal de la central fotovoltaica es de 44.16 KWp.
- La vida útil de una central fotovoltaica es de 20 años.
- La tarifa para la generación fotovoltaica es de 0.4003 centavos de dólar el KWh entregado al punto de conexión.
- La vigencia de dicha tarifa es de 15 años.
- Las centrales de generación con energías renovables serán despachadas preferentemente hasta el 6 % de la demanda instalada.
- El costo aproximado de construcción de una central con tecnología fotovoltaica está entre 2 y 3 millones de dólares el MW.
- El costo pagado por una institución pública por un KWh en baja tensión es de 0.084 centavos de dólar.
- El costo pagado por una institución pública por un KWh en media tensión es de 0.058 centavos de dólar.
- La inflación en los dos últimos años tiene un valor máximo de 6.12 % y mínimo de 1.71 %.

Con todos los datos antes mencionados se puede empezar un pequeño análisis económico, tomando como costo de instalación 2 500

USD por KWp nominal la inversión sería de 110 400 dólares americanos, suponiendo que dicho capital lo posee en su totalidad el inversionista; este no debería preocuparse por el pago de anualidades a una tasa de interés con una entidad bancaria; sin embargo sí hay que tener en cuenta la tasa de inflación del país que se la asumirá en 3 % generando así hipotéticamente anualidades y mensualidades descritas en la tabla 4.7, a más de un costo referente en dólares de un KW mes cercano a los 14 dólares (Montoya, 2011: 306).

Tabla 4.7. Costos fijos de inversión para la central fotovoltaica del CENACE.

Costos Fijos Inversión	Valor
Años (vida útil)	20
Potencia (KWp)	44.16
Costos de Instalación (USD / kWp)	2 500
Inversión (USD)	110 400
Tasa (%)	3
Anualidad (USD)	7 420.61
Mensualidad (USD)	612.28
USD / kW mes	13.86

Fuente: *Joffre Constante.*

Es importante encontrar la tasa de interés a la cual el Kw no sobrepase los 40.03 centavos de dólar asignados, dicha tasa esta alrededor del 13 % lo que permite concluir que no sería factible emprender dicho proyecto con un préstamo en una entidad bancaria ya que sus intereses son mayores (Montoya, 2011: 306).

Los gastos incurridos en administración, operación y mantenimiento (AOyM) se conocen que son reducidos al menos para los dos últimos por lo que empíricamente, y no muy lejos de la realidad, se le asignará un valor de aproximadamente 4 000 dólares. Hay que enfatizar que este costo es elevado en cuanto al porcentaje en función de la potencia de la central ya que en centrales de mayor potencia el porcentaje llega a ser algo reducido (CONELEC, 2013).

En el subcapítulo anterior, se estimó la energía anual entregada por la central según los tres frentes de información (ver tabla 4.6) con lo cual se procede a calcular la producción anual en dólares y el factor de planta con la ecuación (1.26). Por otro lado, se calculan los ingresos y egresos anuales que generará la planta con valores similares a 22 mil y 11 mil dólares respectivamente, la ganancia es entonces de aproximadamente 11 mil dólares. Todo lo antes mencionado se presenta exactamente en la tabla 4.8 más el error generado por cada una (Montoya, 2011: 306).

Tabla 4.8. Ingresos y egresos reales y estimados de la central fotovoltaica del CENACE.

	CENACE	CONELEC	MODELO N° 1
Costos AOyM			
Administración	\$2 208.00	\$2 208.00	\$2 208.00
OyM	\$1 324.80	\$1 324.80	\$1 324.80
Total AOyM Fijos / año	\$3 532.80	\$3 532.80	\$3 532.80
Total AOyM Fijos / mensual	\$294.40	\$294.40	\$294.40
USD / kW mes	\$6.67	\$6.67	\$6.67
Características operativas			
Factor de planta (pu)	0.143	0.156	0.145
CVP (cUSD/kWh)	40.03	40.03	40.03
Producción anual (kWh)	55 318.3	60 449.1	55 998.7
Ingresos y Egresos			
Egresos anuales cargo fijo (USD)	\$10 953.40	\$10 953.40	\$10 953.40
Ingresos anuales cargo variable(USD)	\$22 143.94	\$24 197.78	\$22 416.29
Ganancia Anual	\$11 190.54	\$13 244.38	\$11 462.89
Error	0.00 %	15.51 %	2.38 %

Fuente: Joffre Constante.

Finalmente, se calcula el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) estimado según los tres frentes respectivamente, más el error en que se incurriría al presentar dichos indicadores al inversionista. El VAN es casi el 100 % de la inversión inicial, es decir que al cabo de los 20 años la ganancia será de aproximadamente 110 mil dólares, 5.5 mil dólares al año, la TIR es de 7.9 %, los datos exactos y la comparación se presenta en la tabla 4.9 (Montoya, 2011: 306).

Tabla 4.9. VAN y TIR, real y estimado de la central fotovoltaica del CENACE.

	VAN	TIR
CENACE	\$113 410	7.9 %
CONELC	\$154 487	10.3 %
MODELO N° 1	\$118 857	8.3 %

Fuente: Joffre Constante.

Por último se calcula los indicadores de evaluación de una central fotovoltaica que son: el Índice de producción final del sistema (Y_f), Índice de producción de Referencia (Y_r), y el Performance Ratio (PR) por las ecuaciones (1.24), (1.25) y (1.26) según los tres frentes de información en la tabla 4.10 (Rújula, 2009: 336).

Tabla 4.10. Indicadores de evaluación de la central fotovoltaica del CENACE.

	Y_f [horas año]	Y_r [horas día]	PR
CENACE	1 253	3.63	0.94
CONELC	1 369	3.79	0.99
MODELO N°1	1 268	3.58	0.97

Fuente: Joffre Constante.

En sí, como se puede observar el Performance Ratio adquiere valores muy cercanos a la unidad lo que demuestra el buen dimensionamiento y diseño de la planta del CENACE y sobresalta que el DMQ es un lugar sumamente apropiado y beneficioso para emprender proyectos de generación fotovoltaica en comparación con otros sitios del mundo alejados a la línea ecuatorial que presentan PR en promedio de 0.8 (Rújula, 2009: 336).

Anexo 1

A continuación, se presenta el oficio contestación por parte de la EPMAPS en la cual entrega datos de radiación solar y temperatura de sus estaciones climatológicas.



Empresa Pública
Metropolitana
de Agua Potable
y Saneamiento

Oficio n°. EPMAPS-GO-2013-188

Quito, 2013 AGO. 15

Asunto: Entrega de información de estaciones climatológicas

Sr.
Joffre Remigio Constante Segura
Ciudad

Adjunto al presente sÍrvase encontrar el memorando n°. EPMAPS-GOA-2013-1178, mediante el cual el Jefe del Departamento de Captaciones y Conducciones, da atenci3n a su pedido referente a los datos de Radiaci3n Solar y Temperatura de las Estaciones Climatol3gicas que posee la EPMAPS.

Atentamente,

Fernando Peñaherrera Navas
GERENTE DE OPERACIONES
Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento



Empresa Pública
Metropolitana
de Agua Potable
y Saneamiento

Memorando n°EPMAPS-GOA-2013-1178

Quito DM, 13 de agosto del 2013

PARA: Ing. Fernando Peñaherrera Navas
Gerente de Operaciones

ASUNTO: Entrega de información de estaciones climatológicas

En atención a la solicitud del Sr. Joffre Remigio Constante Segura, quien mediante Formulario de Solicitud de Acceso a la Información Pública, pide se le facilite datos de Radiación Solar y Temperatura de las Estaciones Climatológicas de la EPMAPS; por medio del presente cumples informarle que dicha información existe sin procesarla, desde el año 2000 a la fecha, y, que el mencionado señor debe acercarse personalmente a las oficinas de Captaciones y Conducciones (Hidrología) ubicadas en el tercer piso de la Planta de Tratamiento de Bellavista, donde personal técnico entregará la información, de las siguientes Estaciones Climatológicas:

- C 1 Maucatumbo
- C 2 Rumihurco
- C 4 Rumipamba
- C 5 Bellavista
- C 6 Yaruqui
- C 7 San Antonio
- C8 Iasa
- C 10 La Mica
- C 11 Pita
- C 12 Quijos

Atentamente,

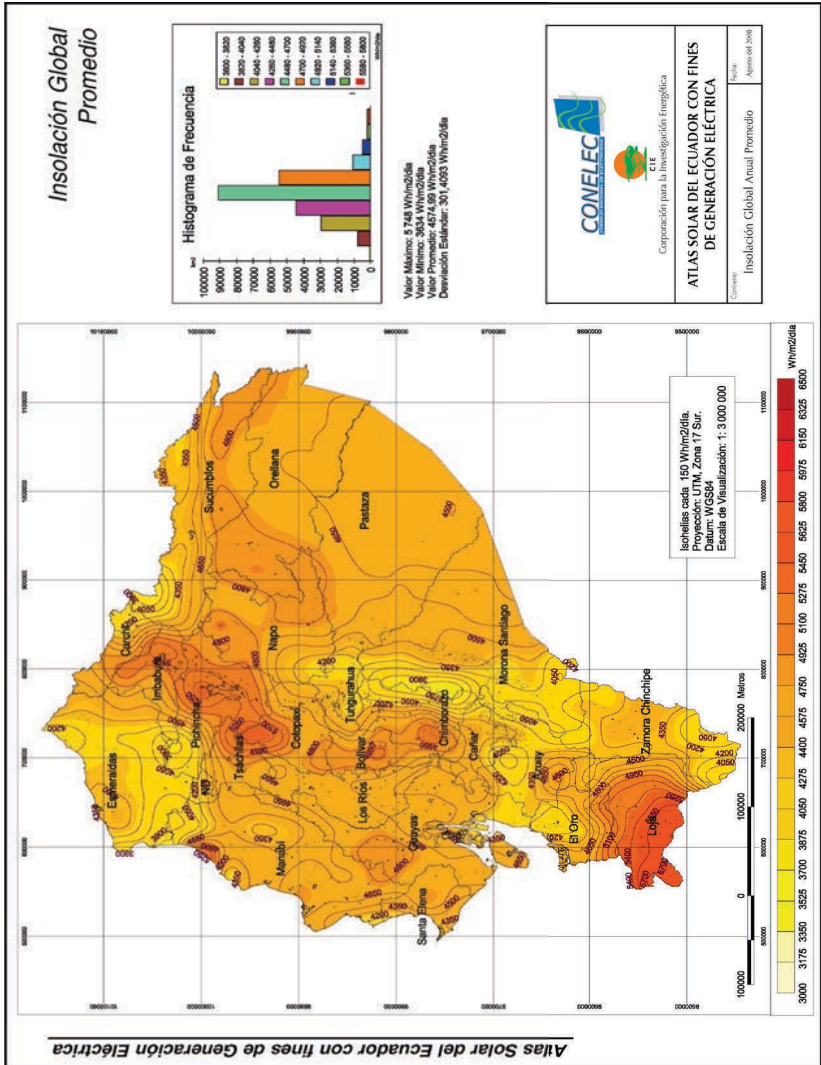
Ing. Jaime Garzón O.

JEFE DE CAPTACIONES Y CONDUCCIONES

IFE

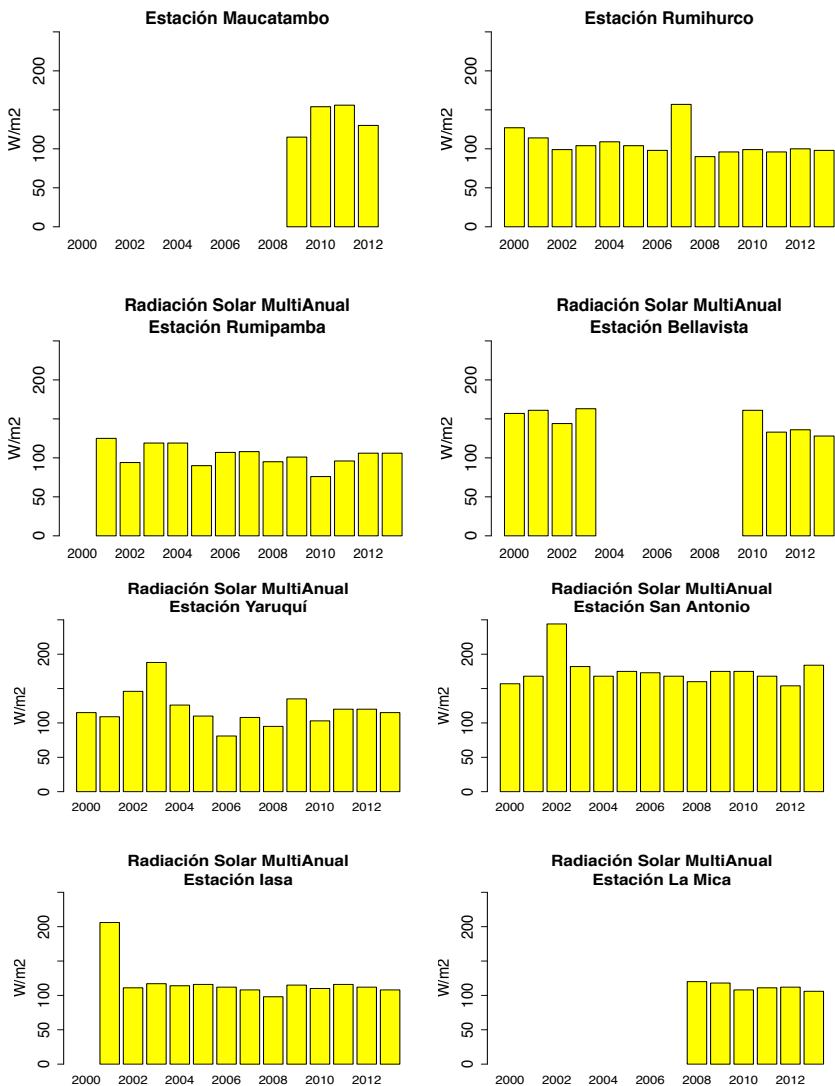
Anexo 2

Se presenta, un mapa de radiación solar global promedio brindado por parte del CONELEC en su atlas solar con fines de generación eléctrica.



Anexo 4

En las figuras siguientes, se presenta la distribución anual promedio de radiación solar de las ocho estaciones de la EPMAPS con el objeto de demostrar y generalizar que no existe aumento de la misma en los últimos años.



Anexo 5

Con el siguiente *Script*, se puede calcular la radiación solar extraterrestre incidente en un lugar con solo conocer la latitud en base a la ecuación 2.5 y su correspondiente gráfica.

```
%Ingreso Datos
latitud=-0.206
tiempo=DiadelAo; % Variable del tiempo, predefinido
de 1 a 365 días.
SUMA=Promedio; % Asignación de la variable de
radiación solar de los 365 días del año. En este
caso Promedio.
Estacion='Belisario'
%-----
%Cálculo del modelo # 1. Por días.
decl=23.45*sin((360/365*(284+tiempo)) *pi()/180);
ws=acos(-tan(decl*pi()/180)*tan(latitud*pi()/180));
Hon=24*3600*1366/
pi()*(1+0.033*cos((360*tiempo/365) *pi()/180)).
*(cos(latitud*pi()/180)*cos(decl*pi()/180).
*sin(ws)+ws*sin(latitud*pi()/180).
*sin(decl*pi()/180));
Hon=Hon/3600;
%-----
%Gráfica.
plot(tiempo,Hon,'Color','red','LineWidth',2);
holdon
plot(tiempo,SUMA*24,'Color','blue','LineWidth',2);
title('Radiación Solar Extraterrestre vs Radiación
Solar Terrestre','FontSize',13,'FontWeight','bold',
'FontSize',20);
xlabel('\Wh/m2','FontSize',12.5);
ylabel('\Día del Año','FontSize',12.5);
```


Anexo 6

Con el siguiente *Script*, se puede realizar todo el análisis descrito en los subcapítulos 3.1 y 3.2 para el modelo N° 1 de estimación del recurso solar basado en las ecuaciones de Page.

```

%Poner valores
latitud=-0.206
k=5; %Numero de armónicas para la reconstrucción
tiempo=DiadelAo; % Variable del tiempo, predefinido
de 1 a 365 días.
SUMA=Promedio; % Asignación de la variable de
radiación solar de los 365 días del año. En este
caso Promedio.
Estacion='Tumbaco'
%-----
Armonicas=k
% Grafico original
subplot(3,2,1),plot(SUMA,'Color','red');
title(['Radiación Solar Anual
',Estacion'],'FontSize',13,'FontWeight','bold');
xlabel('Día del Año');
ylabel('W/m2');
axis([0 365 0 max(SUMA)+40]);
%-----
% Cálculo componentes de fourier
xf=fft(SUMA)/length(SUMA);
Xm=2*abs(xf);
Xfa=unwrap(angle(xf));
subplot(3,2,2),bar(Xm,'b');
axis([0 20 0 max(Xm)+20]);
title('Amplitud de
Armónicas','FontSize',13,'FontWeight','bold');
xlabel('Armónica "i"');
ylabel('W/m2');
%-----
% Cálculo de error por armónicas.
ti=linspace(1,365,365);
ti=ti*pi/180;
ti=transpose(ti);
for n=1:364

```

```

y1=0;
for m=1:n
    y=Xm(m+1)*cos(m*ti+Xfa(m+1));
    y1=y1+y;
end
y1=y1+Xm(1)/2;
error(n)=abs(sum(SUMA-y1));
end
subplot(3,2,3),plot(tiempo(1:364),error/
sum(SUMA)*100,'Color','blue');
title('Error Anual con "i"
Armónicas','FontSize',13,'FontWeight','bold');
xlabel('Armónica "i"');
ylabel('Error [%]');
axis([0 20 0 mean(error/sum(SUMA)*100)+0.2]);
%-----
% Reconstrucción con k armónicas
y1=0;
for m=1:k
    y=Xm(m+1)*cos(m*ti+Xfa(m+1));
    y1=y1+y;
end
y1=y1+Xm(1)/2;
y2=y1;
subplot(3,2,4), plot(tiempo,y2,'Color','red');
title(['Reconstrucción con ',num2str(k),' Armónica/
s'],'FontSize',13,'FontWeight','bold');
ErrorConKArmonicas=abs(sum(SUMA)-sum(y1))
ErrorConKArmonicasEnPorcentaje=abs (sum(SUMA)-
sum(y1))/(abs(sum(y1)))*100
xlabel('Día del Año');
ylabel('W/m2');
%-----
% Superposición de señal original vs recontruída.
subplot(3,2,5),plot(SUMA,'Color','red');
holdon;
plot(tiempo,y1,'LineWidth',3,'Color','blue');
title('Señal Original vs Señal
Reconstruida','FontSize',13,'FontWeight','bold');
xlabel('Día del Año');
ylabel('W/m2');
axis([0 365 0 max(SUMA)+40]);

```

```

hold off;
%-----
%Cálculo del modelo # 1. Por días.
ti2=linspace(1,365,365);
ti2=transpose(ti2);
decl=23.45*sin((360/365*(284+ti2))*pi()/180);
ws=acos(-tan(decl*pi()/180)*tan(latitud*pi()/180));
Hon=24*3600*1366/
pi()*(1+0.033*cos((360*ti2/365)*pi()/180)).
*(cos(latitud*pi()/180)*cos(decl*pi()/180)).
*sin(ws)+ws*sin(latitud*pi()/180).
*sin(decl*pi()/180));
Hon=Hon/3600;
for n=1:364
    y1=0;
for m=1:n
    y=Xm(m+1)*cos(m*ti+Xfa(m+1));
    y1=y1+y;
end
    y1=(y1+Xm(1)/2)*24; %Energia
A(n)=mean(y1)/mean(Hon);
end
subplot(3,2,6),plot(ti2(1:364),A, 'Color','blue');
title({'Constante "k" de ajuste';
'con reconstrucción de "i"
armónicas'}, 'FontSize',13, 'FontWeight', 'bold');
xlabel('Señal con "i" Armónicas');
ylabel('Constante k');
axis([0 20 mean(A)-0.01 mean(A)+0.01]);
ValorOptimodeK=A(k)
%-----
%Calculo de error del 5 % en la regresión
for h=0:0.00001:1
error5=abs((mean(y2*24)-h*mean(Hon)) /
(h*mean(Hon)));
if error5>0.049 & error5<0.051
ValorMaximodeK=ValorOptimodeK+abs(A(k)-h)
ValorMinimodeK=ValorOptimodeK-abs(A(k)-h)
break
end;
end

```

Anexo 7

En la tabla siguiente, se presenta el número de datos de radiación solar y temperatura utilizados para desarrollar en modelo N° 2 referido a la ley de Stefan-Boltzmann.

Estación	# de datos
Maucatambo	181 490
Rumihurco	223 300
Rumipamba	247 200
Bellavista	72 206
Yaruquí	116 212
San Antonio	127 800
Iasa	189 800
La Mica	177 568
Pita	149 001
Quijos	107 700
Belisario	34 806
El Camal	34 861
Los Chillos	34 758
Tumbaco	25 881
Carapungo	34 838
Cotocollao	34 548

Anexo 8

Con el siguiente *Script*, se puede realizar todo el análisis descrito para el segundo modelo de estimación del recurso solar en el DMQ, desarrollado en el capítulo 3.3 referido a la ley de Stefan-Boltzmann.

```
%Determinacion de variables.
temperatura=Temp;
radiacion=RSWm2;
Estacion='Estación Yaruqui'
stefan=5.67E-8; % Constante de Stefan-Boltzmann
%*****
variable=stefan*(temperatura.^4);
k_emisividad=mean(radiacion)/ mean(variable)
radiacionModelo=k_emisividad*stefan*
(temperatura.^4);
subplot(2,2,1),plot
(temperatura,radiacion,'.','Color','red');
gridon;
title(['Temperatura vs Radiación
Solar';Estacion],'FontSize',13,
'FontWeight','bold');
xlabel('Temperatura');
ylabel('W/m2');
subplot(2,2,2),plot
(temperatura,radiacionModelo,'. ');
gridon;
title(['Temperatura vs Radiación Solar Estimada'],
'FontSize',13,'FontWeight','bold');
xlabel('Temperatura');
ylabel('W/m2');
subplot(2,2,3),plot(temperatura(1:1000),
radiacion(1:1000),'.','Color','red');
holdon
plot(temperatura(1:10000),radiacionModelo
(1:10000),'.','Color','blue');
gridon;
title(['Radiación Solar Registrada vs Radiación
Solar Estimada'],'FontSize',13,'FontWeight',
,'bold');
```

```

xlabel('Temperatura');
ylabel('W/m2');
e=1;
for n=5000:5000:length(temperatura)
    error(e)=abs((mean(radiacion(1:n))-
    mean(radiacionModelo(1:n)))/
    mean(radiacionModelo(1:n)))*100;
    e=e+1;
end
ti=linspace(1,(e-1),(e-1));
ti=transpose(ti*5000);
subplot(2,2,4),plot(ti,error,
'Color','blue','linewidth',3);
gridon;
title(['Error con "n"
datos'],'FontSize',13,'FontWeight','bold');
ylabel('Error (%)');
xlabel('# de datos');
%-----
%Calculo de error del 5 % en la regresión
for h=k_emisividad-(k_emisividad/4):25:k_emisividad
    error5=abs((mean(radiacion)-mean(h*stefan*(temperat
    ura.^4)))/mean(h*stefan*(temperatura.^4)));
    if error5>0.049 & error5<0.051
        ValorMaximodeK_emisividad=k_emisividad+abs(k_
        emisividad-h)
        ValorMinimodeK_emisividad=k_emisividad-abs(k_
        emisividad-h)
    break
end;
end

```