

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:

**“PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
MICROCENTRALES ELÉCTRICAS UTILIZANDO PANELES FOTOVOLTAICOS”**

AUTOR:

OSCAR IVÁN ORTEGA HIDALGO

AUTOR:

ANDRÉS GUILLERMO BOADA CARABALÍ

DIRECTOR:

EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES

Quito, Diciembre de 2013

DECLARATORIA DE AUTORÍA

Yo, Oscar Iván Ortega Hidalgo autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 10 de Diciembre del 2013

Oscar Iván Ortega Hidalgo
CC: 1717628190

AUTOR

DECLARATORIA DE AUTORÍA

Yo, Andrés Guillermo Boada Carabalí autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 10 de Diciembre del 2013

Andrés Guillermo Boada Carabalí
CC: 1717754954

AUTOR

CERTIFICACIÓN

Yo, Ing. Edwin Marcelo García Torres, director de tesis, certifico haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la tesis, así como el funcionamiento del “Procedimiento técnico para la implementación de micro centrales eléctricas utilizando paneles fotovoltaicos” realizada por el Sr. Oscar Iván Ortega Hidalgo y el Sr. Andrés Guillermo Boada Carabalí, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 10 de Diciembre del 2013

Ing. Edwin Marcelo García Torres
DIRECTOR

DEDICATORIA.

*Este proyecto es dedicado
con mucho amor a ti
Dios, por haberme dado la oportunidad de existir, por
haber puesto en mi vida a buenos padres
los cuales han guiado por senderos de bien.
A todas las personas que me dieron su apoyo
incondicional y creyeron en mi
desde el principio de esta etapa de mi vida.
A mi amada esposa Karina
que con su amor me
da las fuerzas necesarias
para seguir siempre adelante.
A ti mi pequeño Dorian por ser la
persona que alegra mis días.*

Andrés Guillermo Boada Carabalí

DEDICATORIA.

*Este proyecto es dedicado
con mucho amor a el rey del universo
Dios eterno y misericordioso, fuente
de sabiduría y bondad.*

*A mis padres, ejes de mi vida pasada
y futura, pilares fundamentales de mi crecimiento
personal e intelectual.*

*A mi hija Amarise, quien sencillamente
aportó con energías y sonrisas
para que cada día sea más fácil de afrontarlo.*

*A mis hermanos Maribel y Christian
quienes fueron más que hermanos y amigos en mi vida
les debo gran parte de mi felicidad.*

*A Johanna Alejandra, la persona que llegó y me dió
el regalo más grande del mundo,
amiga y futura compañera de vida.*

Oscar Iván Ortega Hidalgo

AGRADECIMIENTO.

*Agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana
por ser la institución que me formó profesionalmente,
la cual supo inculcarme ética y principios profesionales.*

*A todos los docentes que forman parte de esta
prestigiosa universidad los cuales me compartieron
sus conocimientos y amistad, especialmente
al Ing. Marcelo García nuestro director de tesis
por ser la persona que nos guió
de la mejor manera.*

Andrés Guillermo Boada Carabalí

AGRADECIMIENTO.

*A la prestigiosa Universidad Politécnica Salesiana
por acogerme en el seno de sus aulas, patios y corredores
para de esa manera formarme como profesional de bien,
basándose en la ideología de Don Bosco, santo de la juventud.*

*Al Ing. Marcelo García, quien aportó con su conocimiento,
paciencia, tiempo y esfuerzo para culminar este trabajo.*

*A los docentes en general que incidieron en
nuestro desarrollo académico brindándonos día a día
su experiencia al momento de impartir sus conocimientos.*

Oscar Iván Ortega Hidalgo

ÍNDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA	i
DECLARATORIA DE AUTORÍA	ii
CERTIFICACIÓN.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
AGRADECIMIENTO.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xv
ÍNDICE DE ANEXOS:.....	xviii
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	xx
RESUMEN.....	xxii
ABSTRACT.....	xxiv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1	2
EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL ECUADOR.....	2
1.1 Situación actual del sector energético en el Ecuador.....	2
1.1.1 Energía eléctrica a nivel mundial	5
1.1.2 Energía eléctrica en el Ecuador.....	7
1.2 Energías primarias en el Ecuador.....	9
1.2.1 Inversión en energías renovables en el Ecuador	10
1.3 La energía solar fotovoltaica.....	11
1.3.1 Historia.....	11
1.3.2 La energía Fotovoltaica	12
1.3.2 Energía fotovoltaica para aplicaciones rurales en Ecuador	15
1.3.4 Agentes relevantes del sector energético ecuatoriano.	18
1.4 Energía fotovoltaica en el Ecuador	19
CAPÍTULO 2	26

ASPECTOS Y NORMAS TÉCNICAS	26
2.1. Radiación solar	26
2.1.1 El sol	28
2.1.2 La energía solar	28
2.1.3 Ubicación geográfica del sol.....	29
2.1.4 Radiación solar sobre la tierra.....	32
2.1.5 Tipos de radiación solar	33
2.1.6 Irradiación eficiente sobre el plano fotovoltaico	34
2.1.7 Medición de la radiación solar	38
2.2 TIPOS DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	40
2.2.1 Generación fotovoltaica autónoma	42
2.2.2 Generación fotovoltaica con conexión a la red	43
2.3 Módulos y elementos fotovoltaicos.....	47
2.3.1 La celda fotovoltaica	47
2.3.1.1 Estructura de una celda fotovoltaica	50
2.3.1.2 Excitación de una celda fotovoltaica	52
2.3.1.3 Tipos de celdas fotovoltaicas	53
2.3.1.4 Celdas de silicio cristalino	55
2.3.1.5 Células de silicio mono cristalino	55
2.3.1.6 Células de silicio policristalino.....	56
2.3.1.7 Celdas de película delgada	58
2.3.1.8 Celdas de silicio amorfo	58
2.3.2 Paneles solares.....	59
2.3.2.1 Eficiencia de los módulos.....	60
2.3.2.2 Acción de los paneles en condiciones nocturnas.....	61
2.3.3 Baterías y bancos de baterías.....	66
2.3.3.1 Baterías de ion de litio y litio-polímero.....	67
2.3.3.2 Baterías de plomo ácido.....	68
2.3.3.3 Propiedades de las baterías de plomo ácido.....	71
2.3.3.4 Capacidad de las baterías.....	73

2.3.3.5 Bancos de baterías	74
2.3.3.6 Manejo de carga	77
2.3.3.7 Mantenimiento de baterías	78
2.3.3.8 Regulador de carga	78
2.3.4 Inversores.....	79
2.3.4.1 Características generales de inversores.....	80
2.3.4.2 Configuración de los inversores.....	84
2.3.4.3 Rendimiento.....	87
2.3.4.4 Inversores fotovoltaicos autónomos.....	89
2.3.4.5 Inversores conectados a la red	90
2.4 Afectación ambiental acorde a las normas técnicas vigentes en el Ecuador	94
CAPITULO 3	96
DISEÑO DE UNA MICROCENTRAL FOTOVOLTAICA	96
3.1 Cálculo de la demanda	96
3.1.1. Estudio de cargas.....	96
3.2 Datos de irradiación solar	106
3.3 Determinación de cantidad de paneles solares y banco de baterías.....	108
3.3.1 Calculo del voltaje del sistema.....	110
3.3.2 Inclinación y orientación del panel fotovoltaico.....	110
3.3.2.1 Calculo de la distancia entre módulos.	114
3.3.3 Diseño del emplazamiento del sistema.	117
3.3.4 Elección del módulo fotovoltaico.....	120
3.3.5 Dimensionamiento del banco de baterías	121
3.4 Dimensionamiento de inversores, conductores y protecciones.....	122
3.4.1 Dimensionamiento de inversor.....	122
3.4.2 Dimensionamiento del conductor	127
3.4.3 Protecciones.....	129
3.4.3.2 Tramos en corriente alterna	131
3.4.3.3 Puesta a tierra	132
CAPITULO 4	134

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	135
4.1 Presupuesto del proyecto sistema fotovoltaico conectado a la red	135
4.1.1 Diseño de una micro central Fotovoltaica conectada a la red doméstica.....	135
4.1.1.1 Determinación de arreglos serie paralelo.....	144
4.1.1.2 Determinación del inversor.....	146
4.2 Cálculo de protecciones:	147
4.2.1 Selección de conductores.....	147
4.3 Cálculo de la producción energética.....	150
4.4 Análisis costo de instalación vs. Costo planillas mensuales.....	152
4.4.1 Calculo TIR y VAN	155
4.5 Costos mantenimiento.....	156
4.6 DISEÑO DE UNA MICRO CENTRAL FOTOVOLTAICA AISLADA.....	158
4.6.1 Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los módulos.....	161
4.6.2 SISTEMA DE ACUMULACIÓN- BANCO DE BATERÍAS.....	164
4.6.2.1 Características de las baterías seleccionadas	164
4.6.2.2 Arreglo del banco de baterías.....	166
4.6.3.1 Número de inversores necesarios para el sistema	169
4.6.4 Dimensionamiento del Regulador de carga.....	170
CONCLUSIONES:.....	177
RECOMENDACIONES.....	179
REFERENCIAS:.....	181
ANEXO A.....	187
ANEXO B.....	189
ANEXO C.....	194
ANEXO D.....	196
ANEXO E.....	198
ANEXO F.....	200
ANEXO G.....	202
ANEXO H.....	205
ANEXO I.....	207

ANEXO J..... ¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.1: Porcentaje de participación por tipo de proyecto</i>	4
<i>Tabla 1.2: Estructura de inversión por porcentaje, cantidad y monto de diferentes proyectos eléctricos</i>	5
<i>Tabla 2.1: Datos principales del sol en comparación con la tierra.</i>	28
<i>Tabla 2.2: Comparación de características de varios tipos de baterías.</i>	67
<i>Tabla 2.3: Características de varios tipos de baterías</i>	73
<i>Tabla 2.4: Características de los diferentes tipos de inversores</i>	83
<i>Tabla 2.5: Características principales de los semiconductores usados en inversores</i>	85
<i>Tabla 3.1: Consumos de artefactos típicos en el medio.</i>	100
<i>Tabla 3.2: Categorización de consumo acorde a EEQ.</i>	101
<i>Tabla 3.3: Calculo de demanda Residencial tipo A.</i>	102
<i>Tabla 3.4: Calculo de demanda Residencial tipo B.</i>	103
<i>Tabla 3.5: Calculo de demanda local comercial</i>	104
<i>Tabla 3.6: Calculo de demanda Oficinas sector industrial</i>	105
<i>Tabla 3.7: Promedio de heliofanía mensual</i>	109
<i>Tabla 3.8: Inclinación de los paneles fotovoltaicos de acuerdo a su latitud.</i>	119
<i>Tabla 3.9: Equivalente días de NO-SOL en Quito.</i>	121
<i>Tabla 3.10: Rendimiento del inversor con cargas resistiva.</i>	124
<i>Tabla 3.11: Clases de protección IP, Protección contra el contacto y la penetración de agua y suciedad.</i>	126
<i>Tabla 3.12: Caída de tensión para sistemas fotovoltaicos.</i>	128
<i>Tabla 4.1: Característica técnicas del panel fotovoltaico</i>	135
<i>Tabla 4.2: Característica técnicas del inversor.</i>	136
<i>Tabla 4.3: Inclinación de los paneles fotovoltaicos de acuerdo a su latitud.</i>	140
<i>Tabla 4.4: Posibles arreglos del sistema acorde a lo calculado.</i>	145
<i>Tabla 4.5: compensación FERUM para la generación fotovoltaica.</i>	149

<i>Tabla 4 6: Presupuesto del sistema fotovoltaico.</i>	150
<i>Tabla 4 7: Calculo de producción energética.</i>	151
<i>Tabla 4 8: Precios de Kwh producido por generadoras.</i>	151
<i>Tabla 4 9: Activos fijos de inversión paneles fotovoltaicos sin banco de baterías.</i>	153
<i>Tabla 4 10: Movimiento de flujo de capital y venta de generación.</i>	154
<i>Tabla 4 11: Característica técnicas del panel fotovoltaico.</i>	162
<i>Tabla 4 12: Posibles arreglos del sistema acorde a lo calculado.</i>	165
<i>Tabla 4 13: Característica técnicas del inversor.</i>	168
<i>Tabla 4 14: Activos fijos.</i>	173
<i>Tabla 4 15: Producción energética.</i>	174
<i>Tabla 4 16: Movimiento de flujo y capital.</i>	175
<i>Tabla 4 17: TIR Y VAN.</i>	176
<i>Tabla 4 18: Tiempo de recuperación.</i>	176

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.1: Ubicación de los proyectos eléctricos en el Ecuador</i>	3
<i>Figura 1.2: Diagrama Sankey del balance energético global, expresado en ZJ</i>	6
<i>Figura 1.3: Porcentaje de Producción de Energía</i>	7
<i>Figura 1.4: Consumos especiales</i>	8
<i>Figura 1.5: Consumo Energético Nacional</i>	10
<i>Figura 1.6: Foto aérea del Parque Fotovoltaico de Rovigo-Italia</i>	14
<i>Figura 1.7: Parque solar Olmedilla de Alarcón, con una generación pico de 60 MW.</i>	15
<i>Figura 1.8: Detalla los recursos asignados por el FERUM para las empresas de distribución para la ejecución de proyectos en el período 1998-2009.</i>	21
<i>Figura 1.9: Detalla el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética del Ecuador</i>	22
<i>Figura 1.10: Localización de comunidades beneficiadas por los programas Euro-Solar.</i>	24
<i>Figura 2.1: Cercanía del sol a la tierra de acuerdo a los meses del año.</i>	27
<i>Figura 2. 2: Variación anual de la constante solar.</i>	27
<i>Figura 2. 3: Producción de energía en el sol.</i>	29
<i>Figura 2.4: Relaciones angulares del sol: altitud, azimut y ángulos horarios.</i>	30
<i>Figura 2.5: Descripción gráfica de los tipos de radiación solar</i>	34
<i>Figura 2.6: Efecto de la inclinación del colector sobre el área respecto a la componente directa.</i>	35
<i>Figura 2.7: Ángulo de montaje óptimo de un panel fotovoltaico sin sistema de rastreo</i>	37
<i>Figura 2.8: Piranómetro o solarímetro</i>	39
<i>Figura 2.9: Aplicaciones de energía fotovoltaicas.</i>	40
<i>Figura 2.10: Diagrama esquemático de conexión a la red</i>	41
<i>Figura 2.11: Diagrama esquemático de conexión autónomo.</i>	41
<i>Figura 2.12: Sistema esquemático de los SFA</i>	43
<i>Figura 2.13: Módulos fotovoltaico</i>	45
<i>Figura 2. 14: módulos fotovoltaicos semitransparentes SCHOTT “ASI Thru”</i>	46
<i>Figura 2.15: Diagrama esquemático de una celda de silicio.</i>	49

<i>Figura 2.16: Porción de la tabla periódica de interés en aplicaciones fotovoltaicas</i>	49
<i>Figura 2.17: Materiales conductores, Semiconductores y aislantes</i>	50
<i>Figura 2.18: Materia tipo N</i>	51
<i>Figura 2.19: Material Tipo P</i>	52
<i>Figura 2.20: Excitación celda solar</i>	53
<i>Figura 2.21: Proceso de fabricación Celdas Solares</i>	54
<i>Figura 2.22: Estructura de celda solar de silicio Monocristalino donde se muestra la estructura unión n-p</i>	56
<i>Figura 2.23: Celda solar policristalino</i>	57
<i>Figura 2.24: Curva característica compuesta de operación de un módulo FV</i>	61
<i>Figura 2.25: Diodo de bloqueo instalado para evitar el retorno del flujo</i>	62
<i>Figura 2.26: Diodos de by pass conectado en módulos en paralelo</i>	63
<i>Figura 2.27: Conexión serie paralelo con diodo by pass interno</i>	65
<i>Figura 2.28: Conexión Serie-Paralelo referenciado a tierra</i>	65
<i>Figura 2.29: Proceso de carga de las baterías Plomo-ácido</i>	70
<i>Figura 2.30: Proceso de carga de las baterías Plomo-ácido</i>	70
<i>Figura 2.31: Duración de una batería del proceso de carga y descarga en función de la profundidad de descarga</i>	72
<i>Figura 2.32: Conexión en serie de baterías para aplicaciones fotovoltaicas</i>	75
<i>Figura 2.33: Arreglo en paralelo de baterías usadas en aplicaciones fotovoltaicas</i>	75
<i>Figura 2.34: Arreglo en conexión mixta para aplicaciones fotovoltaicas</i>	76
<i>Figura 2.35: Diagrama unifilar conexión generador-baterías</i>	77
<i>Figura 2.36: Diagrama de un regulador lineal de carga</i>	79
<i>Figura 2.37: Principio de operación de un inversor</i>	80
<i>Figura 2.38: Formas de onda de los distintos tipos de inversores. Acorde a su frecuencia en la salida</i>	82
<i>Figura 2.39: Forma de onda típica de un inversor autónomo en función del factor de potencia $\cos \phi$</i>	88
<i>Figura 2.40: Estructura de un inversor con aislamiento galvánico con baja frecuencia</i>	91

<i>Figura 2.41: Estructura de un inversor con aislamiento galvánico con alta frecuencia.</i>	91
<i>Figura 2.42: Estructura de un inversor sin aislamiento galvánico</i>	91
<i>Figura 2.43: Rendimiento del inversor acorde a la protección galvánica</i>	92
<i>Figura 2.44: Esquema de un inversor central</i>	93
<i>Figura 2.45: Esquema de un inversor modular</i>	93
<i>Figura 2.46: Esquema de un inversor integrado en módulos FV</i>	93
<i>Figura 3.1: Diagrama de flujo para el diseño de un sistema FV aislado</i>	97
<i>Figura 3. 2: Diagrama de flujo para el diseño de un sistema FV conectado a la red.</i>	98
<i>Figura 3. 3: Angulo de inclinación 10°.</i>	111
<i>Figura 3 4: Angulo de inclinación 30°.</i>	111
<i>Figura 3 5: Angulo de inclinación 30°.</i>	112
<i>Figura 3 6: Angulo de inclinación 30°.</i>	113
<i>Figura 3 7: Trazado de la línea del perfil de obstáculos</i>	113
<i>Figura 3 8: Esquema distancia entre módulos fotovoltaicos</i>	114
<i>Figura 3 9: Diferentes tipos de soportes acordes a las necesidades del usuario (a) Estructura con seguidor solar. (b) Estructura con diseño arquitectónico especializado. (c) Estructura para diferentes localizaciones en el hogar. (d) Estructura para usos personalizados acorde a necesidades.</i>	117
<i>Figura 3 10: Diagrama del factor de espaciamiento</i>	118
<i>Figura 3 11: Cargas especiales</i>	123
<i>Figura 4.1: Dimensiones del área para la colocación de los paneles fotovoltaicos</i>	138
<i>Figura 4.2: Dimensiones del área para la colocación de los paneles fotovoltaicos</i>	138
<i>Figura 4 3: Ubicación geográfica respecto a la trayectoria del sol</i>	139
<i>Figura 4 4: Ubicación geográfica emplazamiento</i>	140
<i>Figura 4. 5: Ubicación paneles, medidas mínimas arreglos</i>	141
<i>Figura 4 6: Representación de la ubicación de los paneles acorde a distancias</i>	142
<i>Figura 4 7: Representación de la ubicación de los paneles con orientación al este</i>	143

Figura 4 8: Distribución de paneles solares 143
Figura 4 9: Representación de la ubicación de los paneles acorde a distancias..... 146
Figura 4 10: Datos técnicos de los cables THHN acorde a fabricante..... 148
Figura 4 11: Cálculo tiempo de recuperación de la inversión..... 156

ÍNDICE DE ANEXOS:

<i>ANEXO A</i>	187
<i>ANEXO B</i>	189
<i>ANEXO C</i>	194
<i>ANEXO D</i>	196
<i>ANEXO E</i>	198
<i>ANEXO F</i>	200
<i>ANEXO G</i>	202
<i>ANEXO H</i>	205
<i>ANEXOS I</i>	207
<i>ANEXOS J</i>	213

GLOSARIO DE TÉRMINOS.

AC	Corriente alterna.
DC	Corriente continua.
MW	Mega vatios.
OLADE	Organización latinoamericana de energía.
CONELC	Consejo nacional de electricidad.
MEER	Ministerio de electricidad y energía renovable.
CENACE	Centro nacional de control de energía.
INAMHI	Instituto nacional de meteorología e hidrología.
MEM	Mercado eléctrico mayorista.
LRSE	Ley de régimen del sector eléctrico.
FERUM	Fondo de electrificación rural y urbano marginal.
PERVA	Programa de Electrificación con Energías Renovables para la Amazonía.
PERVIS	Programa de Electrificación con Energías Renovables para la Sierra.
PERVIC	Programa de Electrificación con Energías Renovables para la Costa.
PNBV	Plan nacional del buen vivir.
CIE	Corporación para la investigación energética.

SFA	Sistema fotovoltaico autónomo.
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado a la red.
TD	Tasa de descarga.
FV	Fotovoltaico.
THD	Distorsión total de armónicos.
PWM	Modulación de ancho de pulso.
LF	Baja frecuencia.
HF	Alta frecuencia.
EEQ	Empresa eléctrica Quito.
FFUN	Factor de frecuencia de uso.
CIR	Carga instalada por consumidor representativo.
FSn	Factor de simultaneidad.
DMU	Demanda máxima unitaria.
NASA	Administración nacional de la aeronáutica y del espacio.
THHN	Thermoplastic high heat-resistant nylon.
VAN	Valor actual neto.
TIR	Tasa interna de retorno.
IB	Radiación directa.
ID	Radiación difusa.

RESUMEN

“PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROCENTRALES ELÉCTRICAS UTILIZANDO PANELES FOTOVOLTAICOS”

OSCAR IVÁN ORTEGA HIDALGO

oscar_upsq@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

ANDRÉS GUILLERMO BOADA CARABALÍ

andresg_boada@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

El estudio de la energía solar ha venido experimentando pasos agigantados con el transcurso de los años ya que el planeta en el que vivimos está en un punto extremo en cuanto a la devastación ambiental. Es necesario que toda la población se concientice y haga un esfuerzo para preservar el medio en el cual habitamos. Los diseños de micro centrales eléctricas utilizando paneles fotovoltaicos tienen como pioneros a los países europeos y en especial a España, debido a que cuenta con los parques solares más grandes del mundo. En nuestro país, entidades gubernamentales como el FERUM vienen trabajando de manera paralela con organizaciones internacionales para la explotación correcta y limpia de la energía solar, especialmente en zonas donde carecen del servicio eléctrico generado por métodos convencionales. Se han incursionado varios proyectos como el Euro-Solar, que desarrollan sus actividades para brindar electricidad a poblaciones rurales y urbanas marginales.

Es necesario conocer el funcionamiento de todos y cada uno de los elementos que conforman un sistema de generación eléctrico mediante irradiación solar, especialmente si se desea incorporar uno de estos sistemas en casa para producir nuestra propia energía y ahorrar costos de pagos mensuales a la empresa distribuidora local. Entre los elementos principales para la generación fotovoltaica tenemos a los paneles solares, inversores, baterías (en el caso de almacenar energía), reguladores de carga, medidores bidireccionales (para conexión a la red local), cableados y protecciones para el sistema.

En el mercado local podemos encontrar gran variedad de estos productos en diferentes marcas y precios, solo es cuestión de un buen asesoramiento para que se pueda escoger a los elementos que nos brindarán la seguridad de una calidad de energía y que tengan un período de vida útil acorde a los precios de inversión inicial.

Con los debidos mantenimientos tal y como indica el fabricante podremos gozar de equipos para larga duración con buen funcionamiento técnico. La inversión inicial es acorde a la potencia que se quiera servir, en muchos casos posee valores altos pero por los estudios realizados esta inversión se la recupera a mediano plazo pero definitivamente la satisfacción de contribuir con nuestro planeta será la mejor recompensa.

Al finalizar este trabajo se expondrán las conclusiones y recomendaciones que se vio pertinente rescatar de todo su contenido.

ABSTRACT

TECHNICAL PROCEDURE FOR IMPLEMENTATION OF ELECTRICAL MICRO POWER PLANTS USING PHOTOVOLTAIC PANELS

OSCAR IVÁN ORTEGA HIDALGO

oscar_upsq@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

ANDRÉS GUILLERMO BOADA CARABALÍ

andresg_boada@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

The study of solar energy has experienced big steps over the years as the planet on which we live is at an end point in terms of environmental devastation. It is necessary that population do anything to preserve the environment in which we live.

Designs of micro power plants using photovoltaic panels have as pioneers to European countries and especially Spain, because it has the largest solar farms in the world.

In our country, government organizations like FERUM are working in parallel with international organizations for the correct operation of clean solar energy. Especially in areas where lack of electricity generated by conventional methods, have been dabbling several projects such as Euro-Solar, which they operate to provide electricity to rural and urban populations.

We need to know the functioning of each and every one of elements that conform the electric generation by solar radiation, especially if you want to incorporate one of these systems in house to produce our own energy and cost savings of monthly payments to the distributor local. Key elements for photovoltaic generation we have solar panels,

inverters, batteries (for storing energy), charge controllers, bidirectional meters (for connection to the local network), wires and fuses for the system.

In the local market we can find a great variety of these products in different brands and prices, just a matter of good advice so that you can choose the elements that will give us the assurance of a quality of energy and have a shelf life rates according to initial investment.

With a correct maintenance as directed the manufacturer we can enjoy long lasting equipment with good technical performance. The initial investment is according to the power that is willing to serve, often has high values but studies this investment recovers in the medium term but definitely the satisfaction of contributing to our planet will be the best reward.

Finally in this work we exhibit some conclusions and recommendations that was relevant rescue all of its contents are exposed.

INTRODUCCIÓN

El sol es una fuente de energía inagotable, como todas las estrellas el sol es un gigantesco reactor nuclear en el que la masa se convierte en energía radiante continua, esta energía es aprovechada solo por una parte de manera efectiva a la superficie de la tierra en forma de radiación ya que constituye una superficie de captación casi insignificante, al encontrarse a 150 millones de kilómetros, aun así la potencia que llega es unas 10000 veces mayor que la que proporcionan todas las fuentes energéticas que el hombre emplea.

La energía solar fotovoltaica genera electricidad de una manera limpia sin gran incidencia negativa en el medio ambiente, la facilidad de instalación hace que esta forma de generación eléctrica sea la más utilizada para lugares alejados de la red eléctrica.

El apoyo que el Estado Ecuatoriano está brindando a este tipo de sistemas de generación mediante incentivos económicos, está logrando que las empresas distribuidoras estén implementando sistemas de conexión más eficientes, con líneas de distribución inteligentes mejorando así la calidad del suministro eléctrico.

En el presente trabajo se elaborará un instructivo técnico económico que permita la correcta ejecución de un plan de implementación de micro centrales fotovoltaicas, conectadas a la red tomando en cuenta todos los parámetros técnicos, normas, costos e impacto ambiental que implica el diseño e implementación de este tipo de sistemas.

CAPÍTULO 1

EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL ECUADOR

1.1 Situación actual del sector energético en el Ecuador

Las tendencias tecnológicas permiten adecuar a las redes eléctricas nuevas características de comunicación mediante ellas el usuario podrá controlar, vigilar y utilizar la energía eléctrica, logrando así optimizar de mejor manera las redes del servicio eléctrico. [1]

“El sector eléctrico ecuatoriano se rige, desde 1999, por lo dispuesto en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reformas. En el 2008, con la entrada en vigencia de la nueva Constitución Política de la República del Ecuador, se produjeron cambios en la normativa jurídica del sector, que incidieron en la planificación y ejecución de las actividades que cumplen las distintas instituciones. (Mandato Constituyente No. 15, de 23 de julio de 2008, publicado en el Registro Oficial No. 393, el 31 de julio de 2008, estableció acciones inmediatas y determinó nuevos lineamientos para el sector eléctrico ecuatoriano.)”¹

En la última década, y con el incremento anual de la demanda de energía eléctrica, en los tiempos de estiaje, las generadoras térmicas han entrado en funcionamiento para suplir la disminución en la disponibilidad de las centrales de generación hidroeléctrica, lo que ha provocado una mayor dependencia de la generación termoeléctrica basada en combustibles fósiles.

En el Ecuador los proyectos hidroeléctricos de mayor importancia son: Delsi Tanisagua, Sopladora, Toachi Pilatón, Minas San Francisco, Mazar Dudas, Coca Codo

¹ Fuente: <http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=4214&l=1/planmaestro2012-2020>

Sinclair, Manduriacu y Quijos, que tienen una potencia instalada de 2.772.5 Mw. En cuatro años, el 93 % de la energía suministrada será de origen hidroeléctrico. [2]

La ejecución de diversos proyectos hidroeléctricos y geotérmicos tendrá lugar en un plan hasta 2015. La construcción de nuevas centrales hidroeléctricas convertirá al Ecuador en exportador de electricidad y transformará la forma de producción energética de este país que pasará del 40 al 90 por ciento de electricidad aprovechada del agua.



Figura 1.1: Ubicación de los proyectos eléctricos en el Ecuador ²

En mayo de 2010, la central hidroeléctrica Mazar, con una potencia nominal total de 160 MW, y un embalse de 410 millones m³ de capacidad, inició su funcionamiento con

²Fuente: <http://www.hoy.com.ec/noticias-ecuador/la-construccion-de-16-proyectos-electricos-se-realizara-en-ecuador-542332.html>

las pruebas operativas, ingresó en operación comercial con su primera unidad en Junio de 2010 y la segunda unidad en Diciembre de 2010. [3]

Entre las fuentes de energía renovable no convencional, que actualmente aportan al Sistema nacional interconectado, se puede mencionar a los excedentes de la energía térmica provenientes de la combustión de la biomasa (bagazo de caña), utilizada por los ingenios azucareros; este tipo de energía renovable tiene una capacidad nominal instalada de 101 MW.

Tabla 1.1: Porcentaje de participación por tipo de proyecto³

PROYECTOS	POTENCIA	ENERGÍA GENERADA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN
HIDROELÉCTRICOS	2.887,41	14.679,02	86,32
TÉRMICOS - M.C.I.	442	898,15	5,28
TÉRMICOS – GAS	165	1.010,06	5,94
EÓLICOS	46,5	182,29	1,07
GEOTÉRMICOS	30	236,52	1,39
TOTAL	3.570,91	17.006,04	100

La capacidad total nominal de las fuentes de energía renovable en el país representan el 2,02 % (103,72 MW), lo que demuestra el aún incipiente desarrollo de este tipo de energías en el Ecuador.

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electrificación, el capítulo de expansión de la generación propone una asignación de recursos por el orden de USD 6.167,13 millones, enfocando el 84,67% de las inversiones en proyectos hidroeléctricos que permita la autonomía energética del país. [3]

³ Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2020, CENACE

Tabla 1.2: Estructura de inversión por porcentaje, cantidad y monto de diferentes proyectos eléctricos⁴

PROYECTOS	No. PROYECTO	MONTOS	%PARTICIPACIÓN
HIDROELÉCTRICOS	17	5.221.574.569,09	8467,00%
TÉRMICOS - M.C.I.	6	502.963.464,33	8,16
TÉRMICOS - GAS	1	211.200.000,00	3,42
EÓLICOS	3	116.800.000,00	1,89
GEOTÉRMICOS	1	114.600.000,00	1,86
TOTAL	28	6.167.138.033,42	100

1.1.1 Energía eléctrica a nivel mundial

El uso de las energías renovables en la actualidad es una tecnología de amplia aplicación. Durante la historia, han sido siempre la primera posibilidad de obtención y uso de energía. Con el incremento de la población mundial y la búsqueda de mejores estándares de vida, la cantidad de energía necesaria para sostener a la sociedad moderna se incrementa exponencialmente. [4]

Debemos tener en cuenta que la forma de utilizar los combustibles fósiles ha generado una gran polución en el planeta, por esta razón se debe enfocar en la inversión de energías renovables y limpias que eviten la utilización de combustibles fósiles y de esa manera reducir la polución producidas por la misma.

⁴ Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2020, CENACE

Flujos globales de energía

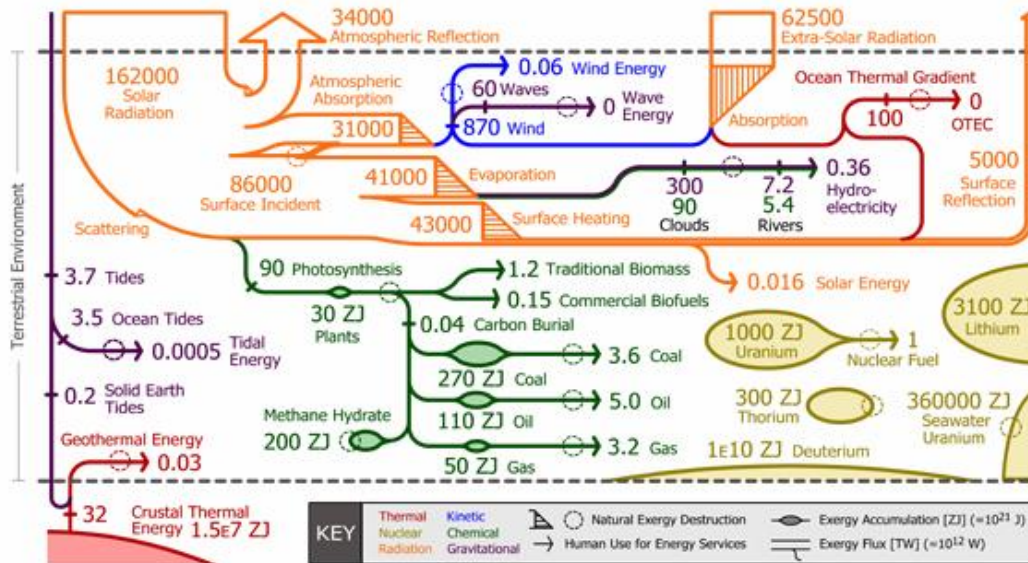


Figura 1.2: Diagrama Sankey del balance energético global, expresado en ZJ⁵

Para profundizar en la situación de las energías primarias a nivel mundial, regional o nacional, surge el concepto de matriz energética, que representa el estado actual del sector energético, cuantificando la oferta, demanda, transformación y reservas energéticas, mostrando un historial y proyectando una situación futura del sector.

Dentro de la misma, existe el balance energético, un registro del flujo de energía (oferta y demanda) y sus procesos, en un período definido. A nivel mundial, la energía es obtenida de los recursos naturales, tales como el Sol, energía geotérmica, eólica, hidráulica, biomasa, combustibles fósiles, radioactivos.[5]

⁵ Fuente: Earth's Energy Resources – Wes Hermann

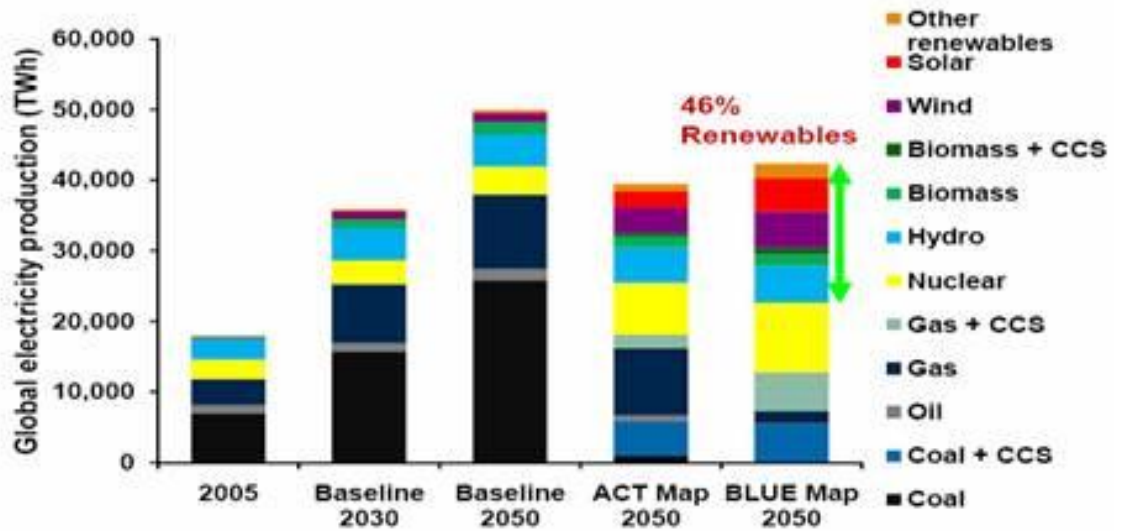


Figura 1.3: Porcentaje de Producción de Energía⁶

1.1.2 Energía eléctrica en el Ecuador

La energía eléctrica en el Ecuador, quien desempeña el rol más importante en la industria eléctrica, pasando a ser parte activa de la misma con un enfoque de eficiencia energética, así como la creciente necesidad de un servicio confiable y de calidad con eficiencia energética, cumpliendo con los más altos estándares de invención tecnológica.

A esto se suman los avances tecnológicos en la generación renovable, medición y comunicaciones, precisando la automatización y control remoto de las redes eléctricas, así como también el incremento de la confiabilidad y seguridad en la transmisión, utilizando técnicas flexibles (FACTS) con un impulso y desarrollo sostenible de proyectos de generación con énfasis en tecnologías renovables.

⁶ Fuente: http://www.energiasrenovables.ciemat.es/?pid=3000&id_seccion=10&dirrevistas

El ingreso de nuevas tecnologías y las reformas de eficiencia energética permitirán que las empresas distribuidoras ofrezcan mejores servicios al usuario, proyectándose a los nuevos consumos que se generaran con el ingreso de cargas dinámicas.



Figura 1.4: Consumos especiales⁷

El sector eléctricos ecuatoriano tiene como política fomentar y construir proyectos de generación priorizando la inversión en fuentes renovables y limpias.

*“Ministerio rector del sector eléctrico, que garantice la cobertura plena de un servicio de electricidad y el desarrollo de energías renovables de calidad, a través del cumplimiento de la política nacional, los planes y metas de expansión fijados; reconocido por la eficiencia, innovación y calidad en su gestión, procurando la soberanía energética, con responsabilidad social y ambiental y, el desarrollo de las competencias de su talento humano comprometido con el progreso del país”.*⁸

⁷ Fuente: Autoría Propia

⁸ Fuente: <http://www.energia.gob.ec/valores-mision-vision/>

1.2 Energías primarias en el Ecuador

Ecuador cuenta con importantes recursos energéticos renovables y no renovables, entre los que se destacan el solar e hídrico, por el gran potencial que presentan y, el petróleo, por ser actualmente la principal fuente de ingresos de divisas del país.

El balance de energía disponible al 2009, elaborado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), muestra que el consumo de energía “no comercial” (leña, residuos vegetales, entre otros) representó alrededor del 4% del consumo final de energía.

Los requerimientos energéticos del país son abastecidos mayoritariamente por hidrocarburos fósiles, los que suplieron el 82% de la demanda de energía, mientras que los consumos de electricidad y otros (no energéticos) correspondieron a 11% y 3%, respectivamente.

El mayor elemento de energía primaria es el petróleo, el sector transporte es el de mayor consumo energético a nivel nacional, con una participación del 61% de la demanda total de energía, mientras que a los sectores residencial, industrial, comercial, agro pesca minería y construcción y otros, les corresponde el 18%, 16%, 3%, 1% y 1%, respectivamente. [6]

CONSUMO ENERGÉTICO NACIONAL

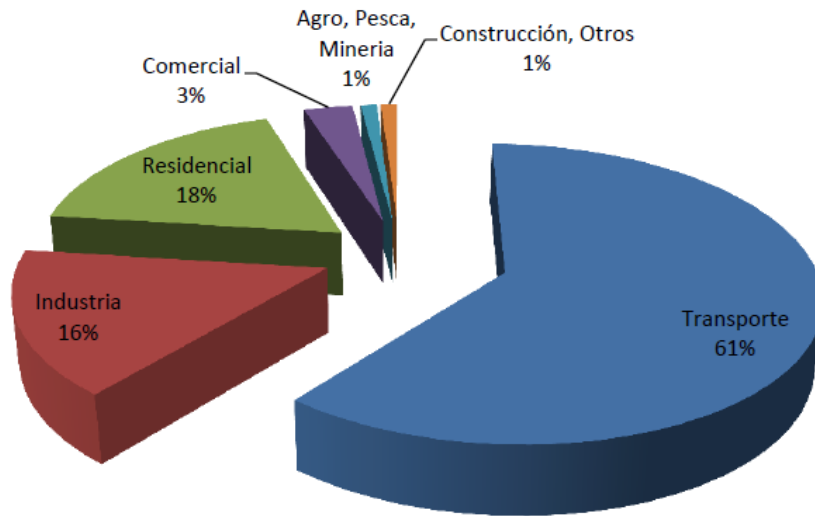


Figura 1.5: Consumo Energético Nacional⁹

1.2.1 Inversión en energías renovables en el Ecuador

Las energías renovables presentan una solución sumamente efectiva a problemas de contaminación. En el Ecuador las inversiones de energías renovables son muy pocas ya que en nuestro país las inversiones a este tipo de recursos se están implementando recientemente. Cuenta con la información necesaria acerca de las fuentes de energía renovables que dispone nuestro país, la falta de incentivos presenta una barrera para la implementación de este tipo de energías, pero con apoyo de gobiernos extranjeros el Ecuador está desarrollando nuevos proyectos eléctricos en los cuales se considera el uso de energías renovables alternativas como son las solares, biomásas, térmicas.

“Estadística del sector Eléctrico Ecuatoriano del año 2008”, la potencia de generación nominal del país es de 4.946,46 MW, de ellos 2.161,13 MW corresponde a energía renovable y que corresponde al 43,69% del total nominal existente. Por otra

⁹ Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2020, CONELEC

parte, del total renovable, el 95,20% es energía hídrica, seguida de biomasa con un 4,69%, eólica con 0,11% y la solar con apenas un 0,000923%.”¹⁰

Dentro de la misma publicación, se señala que de toda la generación renovables el 43,43% corresponde a la hídrica, el 2,02% a biomasa, el 0,05% eólica y tan solo un 0.00043% corresponde a energía solar, lo que refleja de forma clara el estatus de las energías renovables en nuestro país, pese a que nuestro país presenta condiciones favorables para el desarrollo de estas energías.

El potencial de nuestro país para el aprovechamiento de energías renovables como la geotermia, la solar biomasa, confieren a estas energías un triple beneficio: como elemento primordial para el desarrollo social, como paso decisivo para la reducción de centrales térmicas y como importante mecanismo para la protección del medio ambiente.[6]

1.3 La energía solar fotovoltaica

La base de la investigación de un sistema fotovoltaico es el sol, de ahí que es pertinente conocer su historia y como ha venido evolucionando esta estrella a través de los años.

1.3.1 Historia

Durante el transcurso de los años el sol ha tenido un papel protagónico en el desarrollo de la humanidad, es así como ha pasado de ser un Dios para algunas comunidades en tiempos remotos, a ser el motor del progreso de todo ser viviente que existe en el planeta. En el año de 1839 el francés Edmund Becquerel descubre el efecto fotovoltaico al trabajar simultáneamente con dos electrodos metálicos en una solución conductora. Luego, en 1873 el Ing. Eléctrico, Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en el selenio, y en el año de 1877 W.G. Adams en conjunto con R.E. Day elaboran la primera célula fotovoltaica de selenio.

¹⁰ Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2020, CONELEC

Luego con el pasar de los años personajes de la talla de Albert Einstein hacen mención del efecto fotovoltaico en una de sus publicaciones paralelamente a la teoría de la relatividad, las mismas que lo hicieron acreedor a un premio Nobel.[7]

1.3.2 La energía Fotovoltaica

*“La energía solar es la madre de todas las energías renovables”.*¹¹ La energía solar fotovoltaica es considerada como una de las formas de generación de electricidad renovable, ya que se la obtiene mediante la radiación del sol y a través de procedimientos técnicos se la convierte para que se vuelva útil en el desarrollo humano.

Hoy en día la electricidad que se genera por la captación solar, ha alcanzado una gran madurez en todos los ámbitos sociales ya que podemos utilizarla para brindar ese motor de funcionamiento a innumerables aparatos autónomos y así abastecer de alternativas al desarrollo del país y del mundo, con los llamados sistemas aislados, que no son más que lugares donde se dificulta el ingreso de líneas de transmisión y por este motivo la mejor opción es la generación propia por medio de paneles solares. [8]

A demás, también se utiliza la generación fotovoltaica de manera muy importante en los sistemas de distribución ya que con el pasar del tiempo se han venido desarrollando tecnologías para la colocación en paralelo del sistema local con la generación solar.

Se puede citar las siguientes ventajas que nos proporcionan los sistemas fotovoltaicos:

- Recurso cuantioso e interminable.
- No posee elementos movibles.
- Polución auditiva nula.
- Mantenimiento económico y de poca frecuencia.
- Larga vida de los elementos que forman parte del sistema. (Excepto las baterías).
- Confiabilidad y operación segura.

¹¹ Fuente: Sistemas Fotovoltaicos- Ángel Antonio Bayod Rújula (13)

- El rendimiento del sistema es completamente parecido en cualquier parte y altura sobre el nivel del mar.

Entre las desventajas tenemos:

- Costoso precio inicial.
- Necesita una mano de obra calificada para su instalación y mantenimientos.
- Se tiene varios elementos de las celdas de las baterías que son tóxicos.
- Polución generada en la elaboración y transporte de los elementos.
- Costo elevado de la energía producida.
- Falta de continuidad óptima del servicio por condiciones climáticas.

Alrededor del mundo entero esta tecnología ha venido teniendo un incremento sustancial en su desarrollo y es por eso que en el Ecuador los entes controladores y reguladores como el CONELEC y el MEER, buscan incrementar el uso de la energía solar fotovoltaica en aplicaciones gubernamentales y con eso demostrar a la gente su buen funcionamiento y rendimiento.

Por ejemplo en Europa tenemos una gran variedad de parques solares fotovoltaicos que están cumpliendo con las expectativas de los consumidores al brindarles la confiabilidad y el rendimiento que se buscó al invertir una gran cantidad de dinero. Entre los principales en funcionamiento tenemos el Parque Solar de Rovigo en Italia, que cuenta con una generación de 72 MW, y se lo construyó en apenas 8 meses. Este proyecto es considerado como el más grande de Europa.[9]



Figura 1.6: Foto aérea del Parque Fotovoltaico de Rovigo-Italia¹²

España también se ha convertido en pionera en la construcción de parques fotovoltaicos a nivel mundial ya que al poseer una gran cantidad de parques fotovoltaicos, enfrenta a la demanda requerida con soluciones alternativas y libres de contaminación. Entre las principales tenemos el PARQUE SOLAR OLMEDILLA DE ALARCÓN, que cuenta con una generación de 60 MW, distribuidos en una superficie total de 180 hectáreas, y la utilización de 270000 paneles solares distribuidos en 500 sistemas independientes.[10]

¹²Fuente:<http://www.sunedison.es/info/prensa/rovigo-planta-energia-solar-fotovoltaica-mas-grande-europa.html>



Figura 1.7: Parque solar Olmedilla de Alarcón, con una generación pico de 60 MW.¹³

1.3.2 Energía fotovoltaica para aplicaciones rurales en Ecuador

Existe una necesidad urgente de crecimiento en todos los aspectos necesarios para que el país poco a poco deje de ser un país de tercer mundo. El desarrollo de la electrificación rural y urbano-marginal está dentro del desafío por alcanzar un crecimiento con equidad de la población.

El Gobierno Nacional está en la obligación de dotar a este sector todas las herramientas y servicios básicos que fomenten su crecimiento, tomando a la electricidad como un componente esencial para alcanzar este objetivo.

Una de las herramientas importantes para que los niveles rurales y urbano-marginales tengan el desarrollo deseado, es sin duda la energía eléctrica ya que permitirá satisfacer

¹³ Fuente: <http://www.rankingsolar.com/parques-solares/34-parques-solares/49-parque-solar-olmedilla-de-alarcon.html>

sus necesidades de alumbrado público, entretenimiento y por sobre todo la necesidad de incorporar esta herramienta a sus actividades diarias de labores.

Sabemos que este sector, centra su desarrollo en actividades como la agricultura, ganadería, pesca y pequeños negocios donde es estrictamente necesario el uso de la electricidad.

La electrificación para zonas rurales en el Ecuador da sus primeros pasos con las autoridades vigentes en 1973. Esto gracias a la creación del Fondo de Electrificación Rural. Luego se regula a través la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), que en una de sus asambleas crea el Fondo de Electrificación rural y Urbano-Marginal (FERUM), la misma que se la pone en marcha desde 1998, gestionado por el Consejo Nacional de Electricidad, creado también en aplicación de la LRSE.

Con la creación del FERUM, se crea el principal ente de gestión para la coordinación de brindar electricidad a las zonas rurales.

El Estado Ecuatoriano se ha visto en la necesidad de elaborar planes de electrificación para los sectores más necesitados, donde se pretende incorporar proyectos tales como: PERVA, PERVIS y PERVIC –Programa de Electrificación con Energías Renovables para la Amazonía, Sierra y Costa respectivamente. Estos forman parte del plan macro del FERUM.[11]

Además el país cuenta con el proyecto Euro Solar, que tiene como objetivo principal el dotar de paneles solares y todos los dispositivos necesarios para explotar de manera correcta la energía solar en las zonas de la Costa y la Amazonía. También Euro Solar facilita el intercambio cultural e intelectual a nivel internacional.

Este tipo de proyectos están contemplados estrictamente en el objetivo principal que es el Plan Nacional para el Buen Vivir –PNBV- (2009-2013) donde se pretende alcanzar el 97% de cobertura a nivel nacional, para lo cual se desarrollan proyectos con energías renovables no convencionales, ampliación de las redes de distribución y de subtransmisión, beneficiando aproximadamente a tres millones de habitantes.

Hoy en día, el uso y explotación de las tecnologías renovables se presenta como la mejor alternativa en cuanto a electrificación de las zonas rurales y urbanas marginales ya que existen varias formas para captar la energía y explotarla de manera correcta. Entre las principales formas tenemos los sistemas aislados o distribuidos.[12][13]

La tecnología renovable basada en sistemas aislados o mini redes es variada en términos de escala y de los servicios prestados, pero se pueden destacar una serie de importantes características comunes:

- Generación eléctrica en el mismo sitio de consumo o cercanías.
- Tiene plasticidad para acomodarse a diferentes sitios geográficos.
- Los recursos naturales se los optimiza en un gran porcentaje.
- Fácil instalación y mantenimiento por una persona calificada.
- Considerada con nuestro entorno (reduce significativamente el efecto invernadero).

La mayor parte de tecnologías asentadas en energías renovables se vienen utilizando en poblaciones rurales para diferentes usos tales como: doméstico, luz pública, telecomunicaciones, medicina, riego y purificación, secado, conservación de alimentos, desarrollo de cultivos.

Además del programa Euro-Solar existen también varios programas de contingencia para la electrificación rural que se los están desarrollando en las provincias de Napo, Esmeraldas.

Lastimosamente al ser el Ecuador un país con un desarrollo tecnológico limitado, no podemos gozar de todas las ventajas que actualmente se expenden el mercado europeo.

Esto se refiere a una alta cantidad de productos para la explotación de energías renovables tales como kits de instalación y mantenimiento. Este tipo de herramientas incluyen, por ejemplo, paquetes de alumbrado público o de fabricación de hielo para la preservación de productos perecederos.

Además sistemas fotovoltaicos aislados normalmente diseñados para utilidades estándar, como la iluminación, refrigeración y bombeo de agua también kits profesionales principalmente diseñados para operar repetidores de televisión, sistemas de monitoreo y vigilancia, iluminación y señalización.

“El CONELEC tiene regulaciones y procedimientos específicos para gestionar los proyectos de electrificación rural y cada año establece un plan, al final del cual se determinan los proyectos como calificados para ser realizados, teniendo en cuenta que cada empresa distribuidora tiene un monto asignado anualmente. Los requisitos, establecidos por la regulación del CONELEC, para ser proyectos calificados son:

Que dispongan de estudios de factibilidad, sostenibilidad y estudios ambientales que cumplan con las disposiciones del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas.

Que el monto solicitado de fondos del FERUM, sea máximo hasta los siguientes valores por vivienda o local de servicio comunitario beneficiado:

- *Generación eólica: USD 1.350/vivienda*
- *Generación Fotovoltaica:*
- *Usuario Tipo I: USD 3.200/vivienda*
- *Usuario Tipo II: USD 3.500/vivienda*
- *Centros Comunales, Salud y Educación: USD 3.800/vivienda*
- *Bombeo de Agua: USD 4.000/vivienda*
- *Generación con Biomasa: USD 600/vivienda*
- *Generación con mini centrales hidroeléctricas: USD 2.400/vivienda.”¹⁴*

1.3.4 Agentes relevantes del sector energético ecuatoriano.

De entre las entidades gubernamentales que rigen el sector eléctrico se puede considerar las siguientes como las más importantes debido a su participación en el desarrollo de los proyectos eléctricos que se han desarrollado y que se desarrollarán en el futuro en nuestro país.

¹⁴ Fuente: La electrificación Rural en el Ecuador- Tech4CDM

“Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER):

La misión del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, es servir a la sociedad ecuatoriana, mediante la formulación de la política nacional del sector eléctrico y la gestión de proyectos. Promover la adecuada y exitosa gestión sectorial, sobre la base del conocimiento que aporta gente comprometida con la sostenibilidad energética del Estado.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE):

El CENACE es una organización sin fines de lucro, cuyos miembros incluyen a todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores.

Sus funciones se relacionan con la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador, conforme a la normativa promulgada para el Sector Eléctrico (ley, reglamentos y procedimientos).

Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC):

El CONELEC tiene como función regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional”.¹⁵[14]

La completa y coordinada participación de las entidades anteriormente citadas brindará al país de una energía de calidad, limpia y con el menor impacto ambiental que se pueda ocasionar al planeta.

1.4 Energía fotovoltaica en el Ecuador

El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC-, es en la actualidad el ente máximo en lo que se refiere a regulaciones, evaluaciones, perspectivas, etc. concerniente al sector eléctrico dentro del Ecuador.

¹⁵ Fuente: La electrificación Rural en el Ecuador- Tech4CDM

Para dar a conocer las perspectivas elaboradas y pensadas por el CONELEC, este ente elabora cada cierto tiempo un Plan Maestro de Electrificación, y en la actualidad tenemos el Plan 2012-2021, donde detalla innumerables métodos para las posibles mejoras dentro del sector eléctrico en nuestro país.

Por este motivo y desde hace varios años el CONELEC ha venido planificando y analizando detenidamente la situación y aspectos del sector eléctrico ecuatoriano, para esto es estrictamente necesario realizar una evaluación de la variación de la demanda de energía eléctrica del país.

Según el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, hasta el finales del 2008 existía una generación fotovoltaica y eólica dentro del país que llegaba a los 2,42MW, de los mismos sabemos que escasamente 132 kW pertenecen a la energía solar. Estos datos se los pueden visualizar claramente en la distribución gráfica que se presenta a continuación referente a división de recursos establecida en el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, donde el presupuesto que manejaba la generación de energías renovables en el período 1997-2008 era de apenas el 1.86% de todo el 100% del presupuesto.[6]

Cabe destacar que en este período no se consideraba a la generación hidroeléctrica como energía renovable, cosa que en la actualidad es diferente, ya que la generación a través de las hidroeléctricas está en el grupo de las energías renovables.

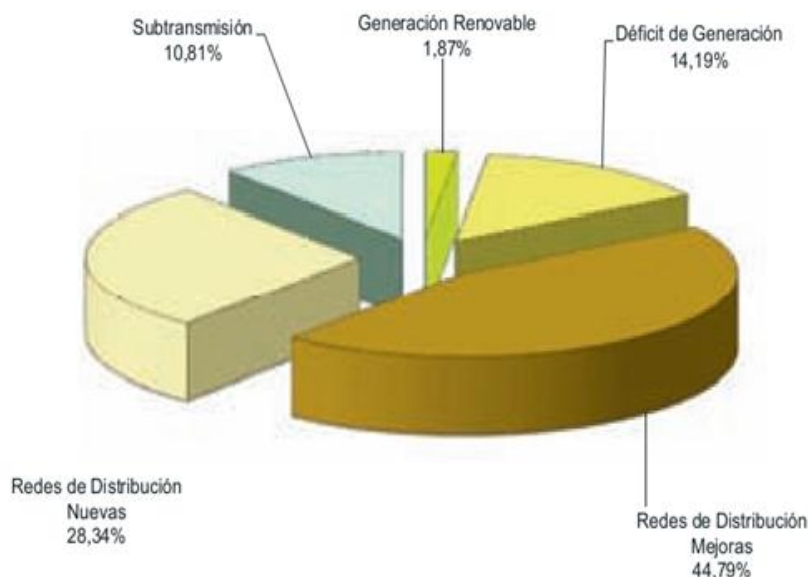


Figura 1.8: Detalla los recursos asignados por el FERUM para las empresas de distribución para la ejecución de proyectos en el período 1998-2009.¹⁶

El CONELEC detalla claramente en su Plan Maestro de electrificación 2012-2020, que es estrictamente necesario crear una conciencia en la gente de buen uso de la energía y conjuntamente con esto la creación de planes de eficiencia energética. Se observa que la demanda de electricidad en el Ecuador va creciendo acorde al paso de los días, ya que los diferentes sistemas de consumo tal como: residenciales, industriales, comercio y alumbrado público van sufriendo incrementos considerables y necesariamente se debe servir a todos estos consumidores.

Las acciones que se tomarán, de acuerdo al plan del CONELEC, tomarán cuerpo cuando se las agrupe por programas y por sectores: programa sector público (edificios y alumbrado), programa sector residencial y programa sector Industrial. Conjuntamente con esto se propondrá campañas transversales que irán acoplándose a los programas antes mencionados. A continuación un gráfico que nos expone el CONELEC para explicarnos de forma resumida lo anterior dicho.

¹⁶ Fuente: Consejo Nacional de Electricidad, Plan Maestro de Electrificación 2009-2020.

PROYECTOS A IMPLEMENTARSE

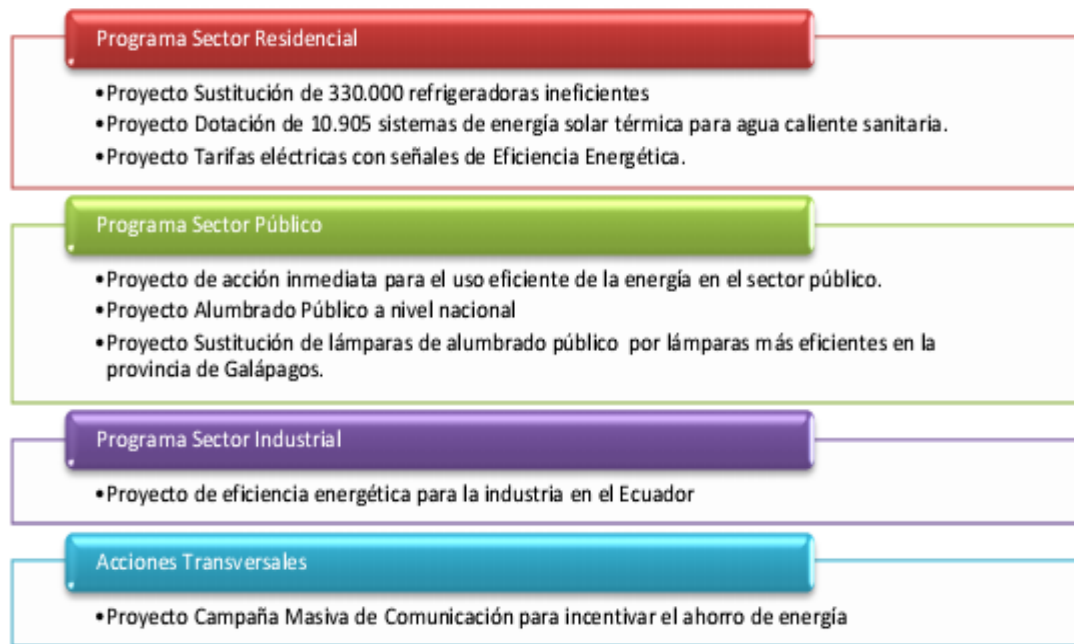


Figura 1.9: Detalla el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética del Ecuador¹⁷

Aquí podemos ver que el CONELEC contempla entre sus planes de mayor fuerza a la explotación de energía fotovoltaica al tratar de dotar con 10905 sistemas de energía solar térmica para agua caliente sanitaria.

“PROYECTO DOTACIÓN DE 10.905 SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA AGUA CALIENTE SANITARIA

Como una forma de fomento al uso de la energía solar térmica para el calentamiento de agua, se propone la ejecución de proyectos con la intervención directa del Estado, para lo cual el MEER ha suscrito un Acuerdo Institucional con el MIDUVI, el mismo que permitirá seleccionar a las 10.905 familias en diferentes Comunidades de las

¹⁷ Fuente: El Plan Maestro de Electrificación 2012-2020.

provincias Azuay, Bolívar, Cañar, Carchi, Chimborazo, Cotopaxi, Imbabura, Pichincha, Santo Domingo y Loja, que se beneficiarán de este primer proyecto de dotación de sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria.”¹⁸

En conjunto con el gobierno ecuatoriano se encuentra trabajando un proyecto europeo que ha sembrado sus semillas en América del sur y tiene por objetivo la explotación directa de la energía solar fotovoltaica.

Este proyecto tiene por nombre “Euro Solar” y la tarea específica de este proyecto, costado en gran parte por la Comisión Europea, es brindar a las colectividades rurales despojadas del acceso a la red eléctrica, una alternativa para satisfacer sus necesidades energéticas en un plan estrictamente comunitario.[4]

El proyecto Euro Solar en conjunto con el FERUM, tienen prevista la construcción de grandes proyectos para la electrificación de las zonas más alejadas a las líneas de transmisión y distribución. Este plan nace en el año 2006 con la firma de un convenio entre la Unión Europea y 8 países de Latinoamérica.

El objetivo es dotar de fuentes eléctricas renovables a 91 comunidades ubicadas en las provincias de Guayas, Morona Santiago, Pastaza, Orellana, Napo, Sucumbíos y Esmeraldas, y con esto mejorar su calidad de vida en los aspectos de educación, medicina y sistemas de comunicaciones.[4]

¹⁸Fuente: El Plan Maestro de Electrificación 2012-2020.

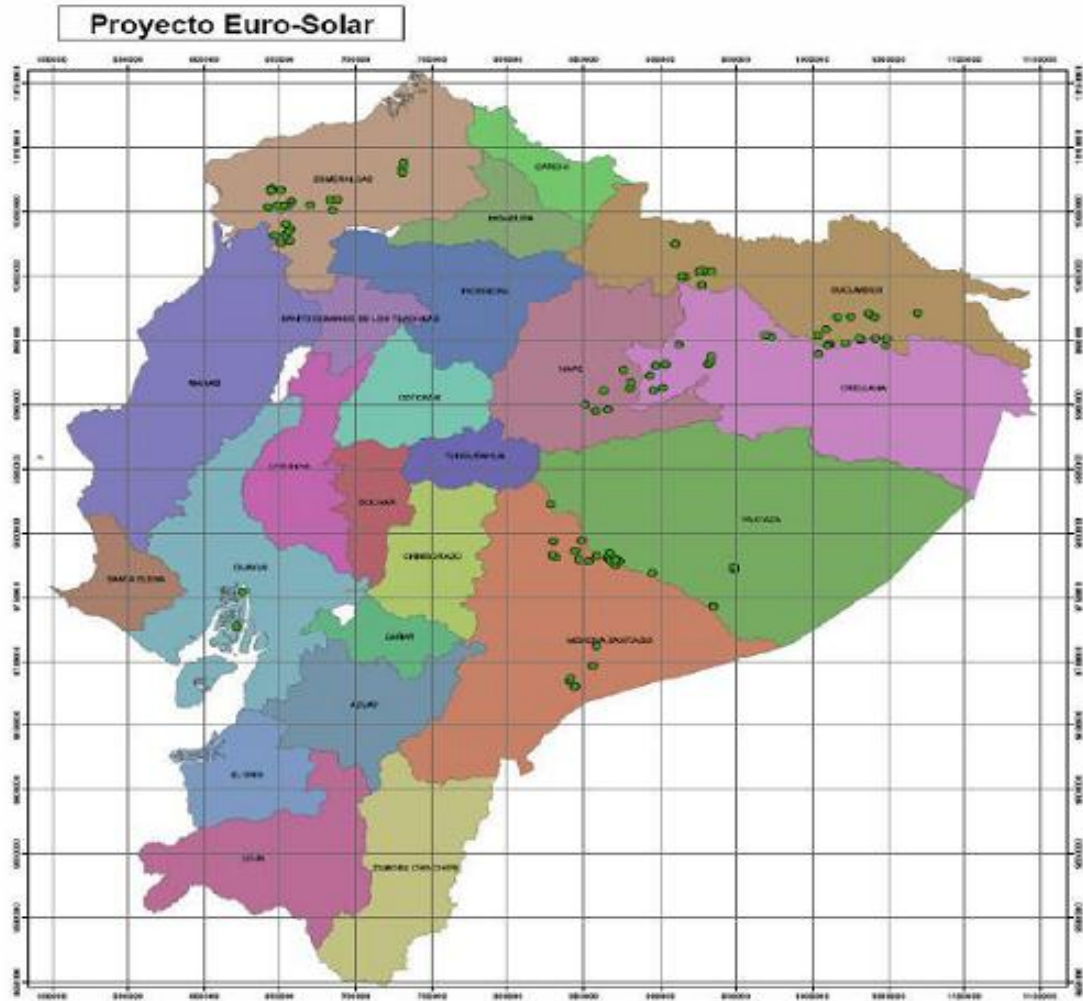


Figura 1.10: Localización de comunidades beneficiadas por los programas Euro-Solar.¹⁹

El programa Euro-Solar ha tenido presencia en ocho países de América del Sur, siendo el Perú el que más inversión necesitó por parte de la Unión Europea. Con \$ 6 millones de dólares.

¹⁹Fuente:
http://www.tech4cdm.com/userfiles/12_Proyecto%20Eurosolar%20Ecuador%20oct%202009.pdf

Cuatro naciones centroamericanas participan en el programa: Guatemala, Honduras, El Salvador y Nicaragua, pues, según un estudio de este mismo programa, son los países más pobres de esta región.

El país que ha invertido la menor cantidad de dinero es el Gobierno Paraguayo al invertir un aproximado de \$553 mil dólares.

Debido a los incentivos contemplados en la Regulación 004/11, ha promovido a que tres proyectos se encuentren ya en construcción, teniendo alrededor de 1MW de generación en cada uno de ellos. Estos proyectos se encuentran en las zonas de Malchinguí (Cantón Pedro Moncayo), Paragachi (Imbabura) y Escobar (Pichincha).

De la misma manera y teniendo en cuenta los incentivos de la Regulación 004/11, cinco proyectos de generación solar fotovoltaica y termoeléctrica han presentado su solicitud ante la Dirección de Concesiones del CONELEC (Milenio Solar I y II, Solarconnection, Shyri I y Condorsolar) sumando una potencia total de 150 MW.[3]

CAPÍTULO 2

ASPECTOS Y NORMAS TÉCNICAS

2.1. Radiación solar

Se puede definir a la radiación solar como el conjunto de emisiones electromagnéticas que llegan a la superficie terrestre a una velocidad media de 300.000 km por segundo, y son generadas por el sol. No todas las emisiones llegan a tocar suelo terrestre ya que gran parte de las ondas más cortas, son absorbidas por los gases que se encuentran en la atmósfera principalmente por el ozono.

La unidad de medida para las emisiones electromagnéticas que llegan a la superficie terrestre es la irradiancia, que mide la energía que alcanza la tierra, por unidad de tiempo y área. Su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado).

La cantidad de radiación solar va decreciendo directamente con la distancia que recorre, es decir, que partiendo de un valor estimado de $6,35 \times 10^7 W/m^2$, en la superficie del sol se llega a un valor estimado de $1.367 W/m^2$ en la parte más externa de la atmósfera terrestre en promedio, lo cual se denomina *constante solar*. Y como es lógico este valor también depende del estado del año al que se encuentre la tierra en base a la distancia del sol. Pero se sabe que no se pierde ni se gana un valor mayor al 4% de la constante solar.[15]

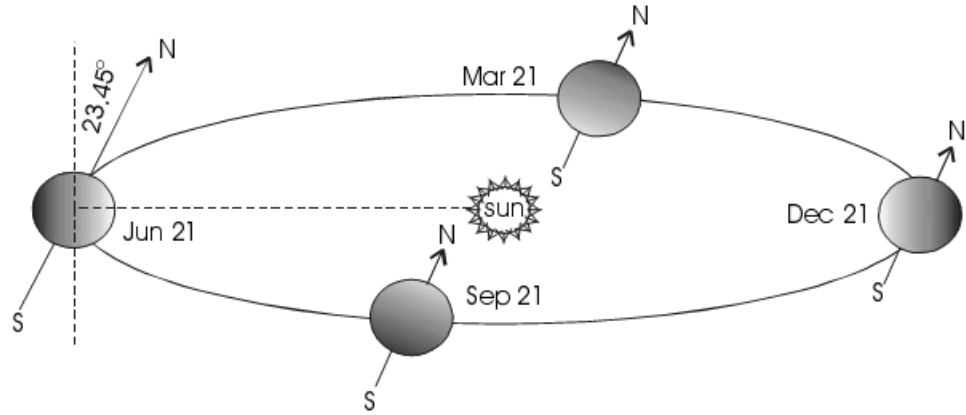


Figura 2.1: Cercanía del sol a la tierra de acuerdo a los meses del año.²⁰

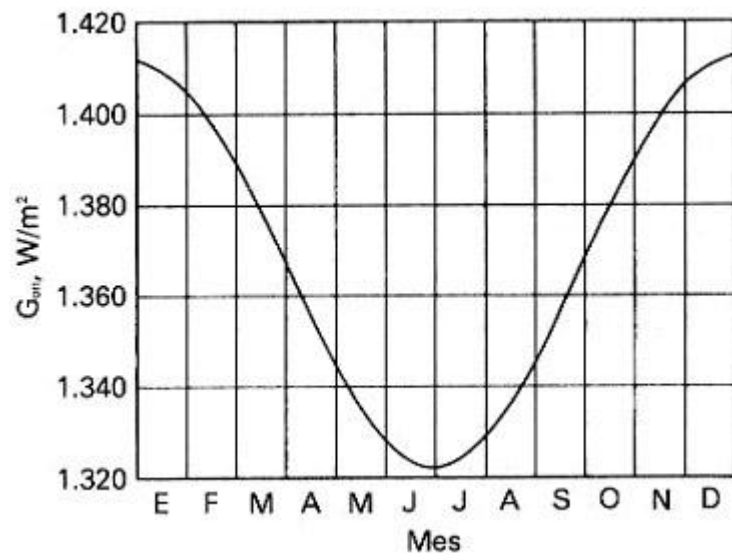


Figura 2. 2: Variación anual de la constante solar.²¹

²⁰ Fuente: Photovoltaic Systems Engineering (27)

²¹ Fuente: <http://onmafucasolar.blogspot.com/p/datos-tecnicos.html>

2.1.1 El sol

El sol es considerado como la estrella más cercana a la tierra y a su vez es el elemento que más aporte de energía nos brinda al manifestarse con toda la luz y calor que recibimos durante el día y la noche. Las estrellas son los únicos cuerpos del universo capaces de emitir luz.

Tabla 2.1: Datos principales del sol en comparación con la tierra.²²

Datos principales del sol comparados con la tierra		
Datos.	El sol	La tierra
Tamaño (radio ecuatorial)	695.000 km.	6.378 km.
Periodo de rotación sobre su eje	de 25 a 36 días *	23,93 horas
Masa comparada con la tierra total	332.830	1
Temperatura media superficial	6000 ° C	15 ° C
Gravedad superficial en la atmósfera	274 m/s ²	9,78 m/s ²

2.1.2 La energía solar

La energía solar básicamente se crea en la parte más interna del sol, donde la temperatura promedio llega a tener 15 millones de C° (grados centígrados), con una presión alta, que en combinación de las altas temperaturas provocan reacciones nucleares donde se liberan protones (núcleos de hidrógeno), que se funden en grupos de cuatro para formar partículas alfa (núcleos de helio). El peso de cada partícula alfa es mucho menor que el peso de los cuatro protones juntos. El residuo es expulsado hacia la

²²Fuente: <http://www.astromia.com/solar/sol.htm>

superficie del Sol en forma de energía.

Alrededor de $650 \times 10^6 \text{Tm}$ de hidrógeno son convertidas en $646 \times 10^6 \text{Tm}$ de helio cada segundo.

Esta diferencia de cerca de $4 \times 10^6 \text{Tm}$ son convertidas en energía, la cual es liberada desde el núcleo del sol y transportada hacia el espacio por fenómenos de radiación y convección. En una hora, la superficie terrestre recibe una cantidad de energía semejante a la necesaria para compensar todas las necesidades energéticas de un año entero. [16]

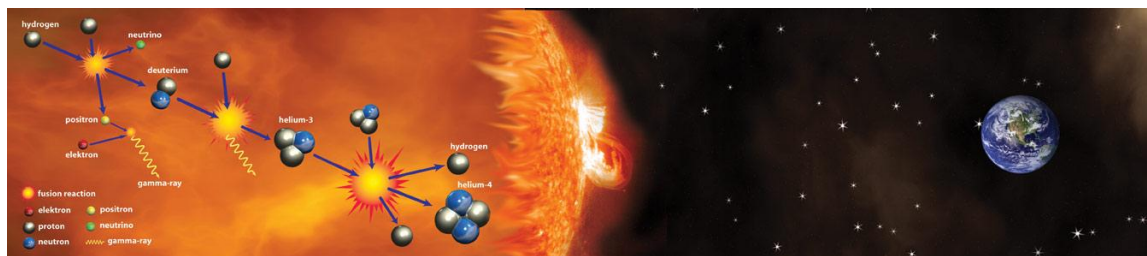


Figura 2. 3: Producción de energía en el sol.²³

2.1.3 Ubicación geográfica del sol

Para determinar exactamente la posición del sol, es necesario especificar tres coordenadas, pero si se asume que la distancia del mismo hasta la Tierra es constante, su ubicación puede ser determinada usando sólo dos coordenadas: la altitud solar y el ángulo azimut.

²³ Fuente: http://www.scienceinschool.org/repository/images/issue3_fusion1_large.jpg

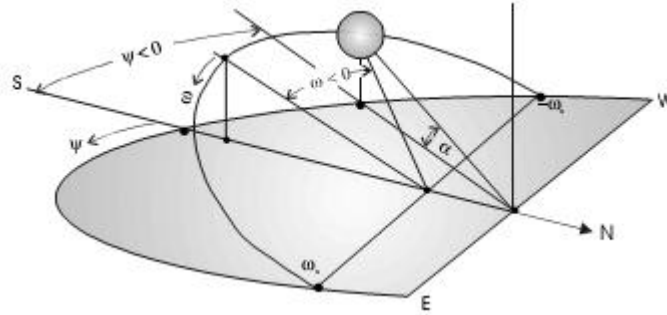


Figura 2.4: Relaciones angulares del sol: altitud, azimut y ángulos horarios.²⁴

El ángulo complementario del ángulo de cenit θ_z es llamado el ángulo de altura solar (α), y representa el ángulo entre el horizonte y los rayos solares incidentes en un plano determinado por el cenit y el sol. Como ya se mencionó antes, la masa de aire AM es inversamente proporcional a $\cos(\theta_z)$, o proporcional a $\sec(\theta_z)$, por lo tanto:

$$AM = AM(90^\circ) \csc(\alpha) \quad (2.1)$$

La medida de la desviación angular del sol que se referencia desde el sur se lo llama azimut (ψ), que es aquel que mide la ubicación del sol hacia el oeste o hacia el este tomando como referencia el sur.[17]

Durante el mediodía solar, el ángulo de azimut es igual a cero y crece positivamente hacia el este. Por otra parte el ángulo azimut es referenciado desde el norte, de tal forma que el medio día solar ocurre cuando $\psi=180^\circ$.

También se debe considerar otro ángulo importante en este cálculo ya que representa al llamado desplazamiento angular del sol desde el dato de mediodía solar, a este se lo llama ángulo horario, es decir, la diferencia entre el mediodía y el momento del día(hora) requerido, en términos de una rotación de 360° en un día completo es decir 24 horas. Se lo puede estudiar en base a la siguiente ecuación:

²⁴ Fuente: Photovoltaic Systems Engineering (29)

$$\omega = \frac{12-T}{24} \times 360^\circ = 15(12 - T) \quad (2.2)$$

Donde T expresa la hora del día representada en relación a la medianoche solar en un reloj a 24 horas. Por ejemplo, para T=0 o 24 (medianoche), $\omega = \pm 180^\circ$, y para T=9 a.m., $\omega = 45^\circ$. Este ángulo viene dado por los enunciados en la siguiente ecuación que muestra los ángulos al amanecer:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan\theta\tan\delta) \quad (2.3)$$

La ecuación anterior nos permite decir que el ángulo en el momento de la puesta del sol viene dado por la expresión de $-\omega_s$. Esta ecuación nos permite calcular el número exacto de horas a una latitud específica en un día específico que el sol permanece sobre el horizonte. Al convertir el ángulo al amanecer y luego multiplicarlo por dos para incluir las horas desde el mediodía solar hasta la puesta del sol, se obtiene el número de horas de luz solar:

$$DH = \frac{48}{360} \times \omega_s = \frac{\cos^{-1}(-\tan\theta\tan\delta)}{7.5} h \quad (2.4)$$

Si δ , Φ y ω son variables conocidas, la posición del sol, en términos de α y ψ puede ser determinada con las ecuaciones siguientes, con los ángulos expresados en grados sexagesimales:

$$\sin\alpha = \sin\delta\sin\theta + \cos\delta\cos\theta\cos\omega \quad (2.5)$$

$$\cos\Psi = \frac{\sin\alpha\sin\phi - \sin\delta}{\cos\alpha\cos\phi} \quad (2.6)$$

El cálculo anterior nos permite determinar la radiación solar sobre un punto cualquiera a cualquier hora del día, pero esto no es lo suficientemente confiable ya que esto no contempla la cantidad de nubosidad que el día experimente en el transcurso de las horas.[18] [8]

Es por eso que la manera más confiable es tener datos de mediciones prolongadas de tiempo y así poder determinar un promedio y con este diseñar nuestro sistema fotovoltaico para darle la mayor confiabilidad y rendimiento necesario. Además la utilización de nuevos software nos facilita la confianza de datos obtenidos.[19]

2.1.4 Radiación solar sobre la tierra

Solamente una tercera parte de toda la radiación que proviene del sol logra tocar el suelo terrestre, esto debido a que la tierra posee una capa protectora (atmósfera), que juega un papel importantísimo en la función de la protección de los rayos que son perjudiciales para la salud de los seres vivos que habitamos en la tierra.

Cuando la radiación que viene del espacio exterior atraviesa la atmósfera tiende a sufrir una cantidad de fenómenos de atenuación que entre ellos están: reflexión, dispersión (reflexión en varias direcciones) y absorción.

El motivo por el cual se refleja y se dispersa la radiación solar que logra atravesar la atmósfera es principalmente debido a que las partículas de los asos de luz chocan a su paso con partículas de polvo, nubes, humo, smog, neblina y gases variados. La reflexión que se genera viene dada por la cantidad de obstáculos que se encuentre en el camino. Un porcentaje cercano al 31% de la radiación que logra llegar a la atmósfera es expulsado nuevamente hacia el espacio.

El restante de la radiación que es un 69%, logra llegar a la superficie de la tierra quedándose una pequeña parte en el interior de la atmósfera, y de lo que toca suelo terrestre más o menos un 4.2% es rebotado nuevamente a la capa atmosférica.

Cabe destacar que estos datos van a variar en gran porcentaje con las condiciones climáticas que en ese momento experimente el sitio donde llega el rayo solar. A demás las condiciones geográficas del sitio influyen en gran parte para la generación de nubes, tal como, lagos, océanos, montañas y es por eso que se puede experimentar cambios entre lugares cercanos a la radiación solar.[20]

2.1.5 Tipos de radiación solar

La radiación solar se manifiesta en tres principales tipos y son los que intervienen en su totalidad cuando hablamos de generación fotovoltaica. Podemos citarlos de la siguiente forma.

Radiación Directa (G_b): Es aquella que se manifiesta llegando de manera ininterrumpida, viajando desde el sol en línea recta hasta un punto determinado en la superficie terrestre.

Radiación Difusa (G_d): Es aquella que a diferencia de la directa, no sobrepasa la atmosfera sin interrupciones, sino que como consecuencia de los átomos y moléculas que se encuentran formando parte de ella, tiende a desintegrar parte de sus componentes y se considera a la radiación difusa como la que emerge de la atmosfera y llega hacia un punto determinado en la superficie terrestre.

También existe la radiación reflejada pero en casos de generación fotovoltaica no se la considera con mayor relevancia por ser una aquella que se presenta o se genera al rebotar o reflejarse con algún elemento ubicado en la tierra, y al tener un colector de radiación de forma horizontal no tendría mayor influencia sobre él.

Radiación Global: Es la resultante de la suma de la Radiación directa y de la radiación difusa. (G_b+G_d). Esto se aplica cuando se tiene superficies horizontales como receptor.

La medida de radiación directa y difusa está totalmente sujeta a las fluctuaciones climáticas diarias y estacionarias. Es decir en verano y días soleados tenemos mayor promedio de concentración de energía, caso contrario con los días soleados y estaciones invernales. En los lugares templados en la Tierra, la medida anual de radiación difusa va a exceder notablemente de la directa.[21]

Durante el tiempo de invierno, la radiación útil para la generación fotovoltaica, es casi en su totalidad radiación difusa, a diferencia del verano que viene a ser todo lo contrario,

pero en la mayor parte del año la generación se basa en su gran mayoría con radiación difusa. Al contrario, en las zonas más cercanas a la línea ecuatorial, los niveles de radiación directa son muy altos en la mayoría de los lugares puestos a medición. En regiones con mucha nubosidad, la contribución de la radiación difusa a la radiación global puede llegar a ser mayor al 80%.



Figura 2.5: Descripción gráfica de los tipos de radiación solar²⁵

2.1.6 Irradiación eficiente sobre el plano fotovoltaico

Un importante aspecto a ser considerado en el diseño de sistemas de generación fotovoltaica es la colocación y orientación de los paneles solares en la superficie a ser instalado. La solución que menos complejidad presentaría es instalarlo horizontalmente, pero esta opción no optimiza la captación de rayos solares en la mayoría de latitudes, ya que la componente de los mismos incidente sobre el panel es proporcional al coseno del ángulo entre el rayo incidente y la normal del plano del colector. La fracción de energía

²⁵Fuente: <http://www.dondeestudiar.org/2010/09/que-es-la-radiacion-solar-tipos-de.html>

colectada estará entre los valores de $\cos(\gamma)$ y 1, dependiendo de la proporción entre la componente directa y difusa.[14]

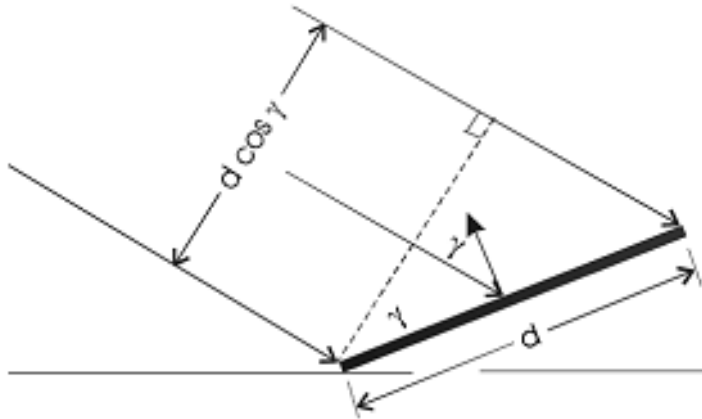


Figura 2.6: Efecto de la inclinación del colector sobre el área respecto a la componente directa.²⁶

Si el panel fotovoltaico es instalado de forma perpendicular a la superficie, al medio día solar este recibirá la mayor cantidad de irradiación solar ya que el disco solar se encontrara sobre el cenit, esto generará que los rayos del sol tengan un camino mínimo que recorrer atravesando la atmosfera y la correspondiente masa de aire que se encuentre en ese momento entre el sol y el plano de captación.

Sabemos que en el Ecuador los días tienen una duración de un tiempo estimado de 12,1 horas, tomando en cuenta esto, el sol recorrería el firmamento con una velocidad angular de 15 grados por hora y esto significa que el cuerpo celeste estaría en la perpendicular al panel por casi dos horas. Tiempo en el cual el sistema tiende a tener el mayor provecho de los rayos solares durante el día.

²⁶Fuente: Photovoltaic Systems Engineering (36)

Fuera de este periodo los rayos solares que llegan al captador van a sufrir decrementos proporcionales a la ubicación del sol y al aumento de las masas de aire que se ubican en el camino. [22]

Esto vendría a hacer que la energía recolectada entre las 10 de la mañana y las 2 pm, sea mucho mayor que la que está fuera de ese rango de tiempo. Cabe destacar nuevamente que esto está sujeto 100% a las condiciones climáticas que se encuentren es ese momento del día.

La colocación de un sistema de rastreo solar, aumentaría la cantidad de rayos solares que reciba el panel fotovoltaico, y en lugares donde el clima sea extremadamente seco como en los desiertos esto haría que la proporción de captación suba desde un 35% a un 50%, y en climas donde exista mayor cantidad de humedad haría que suba un rendimiento entre el 9 y el 15%.

En el caso de nuestro país la implementación de un sistema de rastreo probablemente no justifique de manera significativa su costo, esto debido a que Ecuador es un país con constante cambio climático y al contar con presencia constante de nubosidad, estas partes móviles tendrían que recibir una gran cantidad de mantenimientos tanto correctivos como preventivos, esto para optimizar su vida útil al máximo, y los mismos vendrán a generar gastos en materiales, equipos y mano de obra que a su vez tendría que ser mano de obra calificada, y con esto posiblemente estarían a la par con la ganancia de energía obtenida al incorporar este sistema.[23]

*“En el año 2008 con el fin de impulsar el uso masivo de la energía solar como fuente energética, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) con el apoyo de la Corporación para la Investigación Energética (CIE) presento el Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”.*²⁷

²⁷ Fuente: www.conelec.gob.ec/images/documents/PME0920CAP6.pdf

Este documento trae toda la información respecto a la cuantificación del potencial solar aprovechable con probabilidades de generación eléctrica, donde se presentan los valores promedio de radiación solar diaria, mensual o anual. El Atlas Solar del Ecuador se ha puesto a disposición de las instituciones públicas y privadas, la comunidad científica y público en general.

El uso de este documento de radiación solar es importante para determinar los sitios geográficos que poseen un gran potencial para su correcto aprovechamiento y para el pre diseño de los equipos que utilizan como fuente la energía solar.

Para un funcionamiento idóneo en sistemas que no cuenten con rastreo solar, el panel que funcionara como receptor debe ser instalado con un ángulo igual a $\Phi - \delta$ con referencia a la horizontal. Esta configuración hará que el panel esté perpendicular a los rayos solares mientras transcurre el mediodía. Para latitudes más al norte o al sur de las líneas de trópico de hemisferio norte y del trópico del hemisferio sur, se recomienda que el panel esté inclinado con un valor de $\Phi - 10^\circ$ en invierno y $\Phi + 10^\circ$ en el verano.

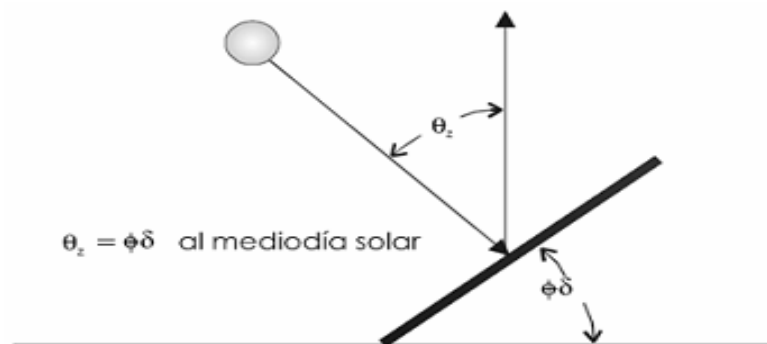


Figura 2.7: Ángulo de montaje óptimo de un panel fotovoltaico sin sistema de rastreo²⁸

²⁸Fuente: Photovoltaic Systems Engineering (37)

En determinadas circunstancias podría convenir que el sistema sea instalado de manera contraria al sur o al norte ya que puede ser que en ese determinado lugar se necesite un rendimiento mejor del sistema en un horario diferente al medio día. En varios lugares se da que la demanda más alta del día es decir la demanda pico, fluctúe entre las 3 y las 6 de la tarde.

Si el sistema fotovoltaico cuenta con la oportunidad de interconectarse con la red local, sería muy importante que el rendimiento más alto de este se encuentre en el horario donde exista mayor demanda de energía eléctrica.[24]

2.1.7 Medición de la radiación solar

Como todo en la tierra tiene la posibilidad de ser medido, la radiación solar no es la excepción, y el ser humano ha desarrollado instrumentos que permitan obtener una clara y precisa medición de los niveles de radiación solar que logran llegar a la superficie terrestre. Para esto se utiliza una herramienta llamada piranómetro que es un instrumento que opera mediante el diferencial de temperatura entre sectores de un disco plano pintados de colores blanco y negro protegido del exterior por una cúpula de vidrio. Al exponerlo ante la radiación solar aparece un diferencial de temperatura entre los sectores blancos y negros.

Las termocuplas instaladas internamente miden las temperaturas que cada sector experimenta y estas arrojan diferenciales de voltaje de alrededor de $10\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$, que luego son convertidas por un elemento transductor a una medida de flujo de energía radiante en W/m^2 .



Figura 2.8: Piranómetro o solarímetro²⁹

Cuando se requiere una medición casi precisa de la radiación directa se debe utilizar un instrumento de que nos permite saber y visualizar los datos de manera instantánea, este instrumento se lo llama pirheliómetro de incidencia normal. Este dispositivo está compuesto de un sensor de forma circular negro, ubicado en la base de un tubo sellado y que a su vez está recubierto por un barniz oscuro, que sirve para disipar a la radiación difusa. Para una mejor obtención de datos este instrumento puede colocarse sobre un elemento de seguimiento solar. Este procedimiento tiende a encarecer la medición. [15]

También para obtener la radiación difusa se utiliza una simple resta entre la medición con el piranómetro de la radiación global y la medición con el pirheliómetro de la radiación directa.

También es posible la correcta medición del albedo. Esto se lo puede realizar utilizando un instrumento que se llama albedómetro, este está formado de dos piranómetros iguales, uno sobre otro, el que está arriba mide la radiación global. El

²⁹ Fuente: Photovoltaic Systems Engineering (34)

piranómetro colocado en la parte inferior se encarga de medir la radiación que refleja el suelo.

2.2 TIPOS DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Un sistema de generación fotovoltaico son instalaciones eléctricas en las cuales lo podemos definir como el conjunto de componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos que nos servirán para aprovechar la energía solar. Tomando en cuenta que para cada aplicación o necesidad tendremos un sistema diferente, con componentes diferentes.

La generación fotovoltaica es un sistema que emplea la radiación solar para convertir la luz solar en electricidad, existen dos tipos de sistema de generación fotovoltaica.

- Generación fotovoltaica autónoma (sistemas autónomos).
- Generación fotovoltaica con conexión a la red.

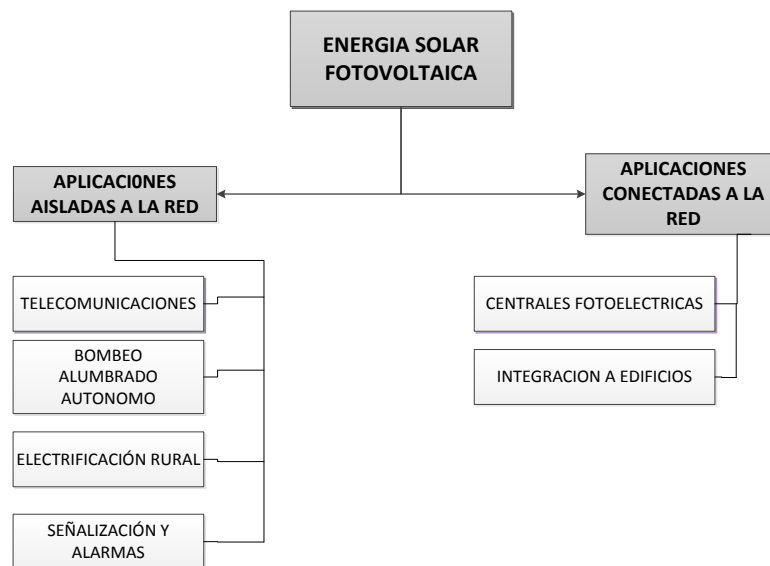


Figura 2.9: Aplicaciones de energía fotovoltaicas.³⁰

³⁰ Fuente: Autoría propia

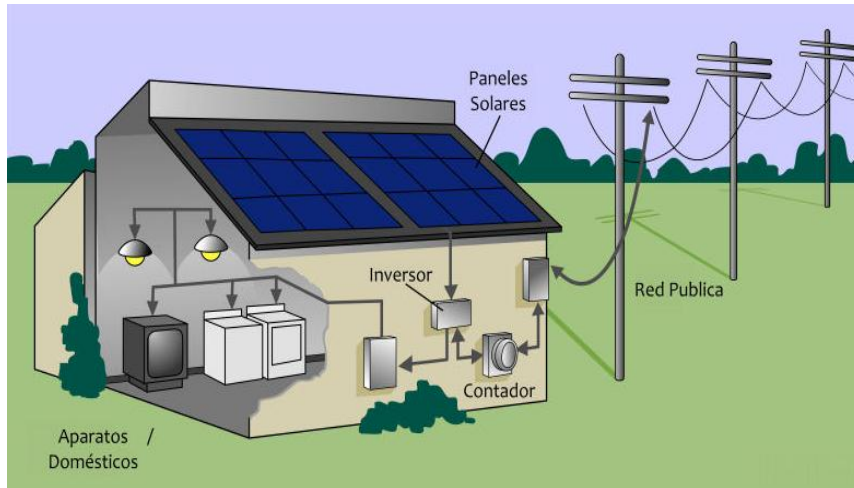


Figura 2.10: Diagrama esquemático de conexión a la red³¹

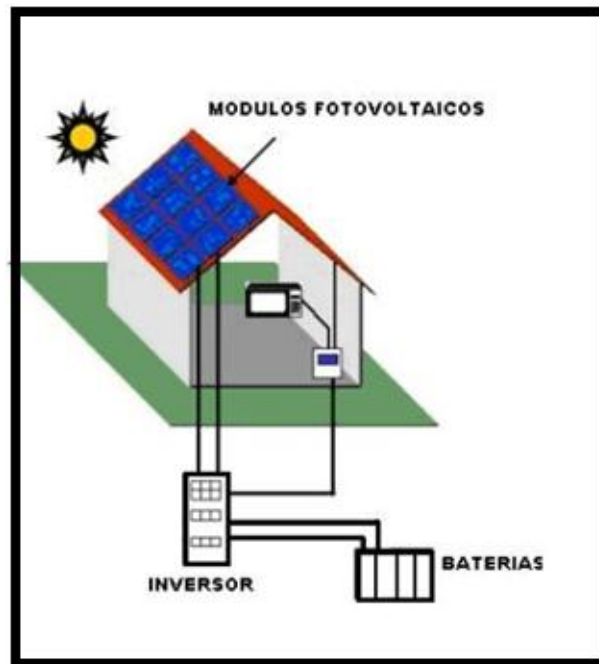


Figura 2.11: Diagrama esquemático de conexión autónoma³²

³¹ Fuente: <http://www.edilportale.com>

³² Fuente: <http://www.inder.es/servicios>.

2.2.1 Generación fotovoltaica autónoma

Un sistema de generación fotovoltaico autónomo (SGFA) produce energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas o que se encuentran alejadas a la red, empleando un sistema de acumulación energético para hacer frente a los períodos en los que la generación es inferior al consumo.[25]

Este tipo de generación fotovoltaica, en su mayoría suelen estar equipados con sistemas de acumulación (banco de baterías) de la energía producida. La acumulación es necesaria porque la generación fotovoltaica puede proporcionar energía solo en las horas diurnas, sin embargo se debe considerar que la mayor demanda de consumo de energía por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y noche. Por lo que es necesaria la utilización de este tipo de equipos (baterías).

Componentes principales de un sistema fotovoltaico aislado

- Paneles fotovoltaicos.
- Regulador.
- Inversor.
- Banco de baterías.

Aplicaciones Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA)

- Electrificación rural.
- Aplicaciones agrícolas.
- Telecomunicaciones.
- Aplicaciones ganaderas.
- Iluminación pública.
- Señalización.
- Control.
- Desarrollo rural.

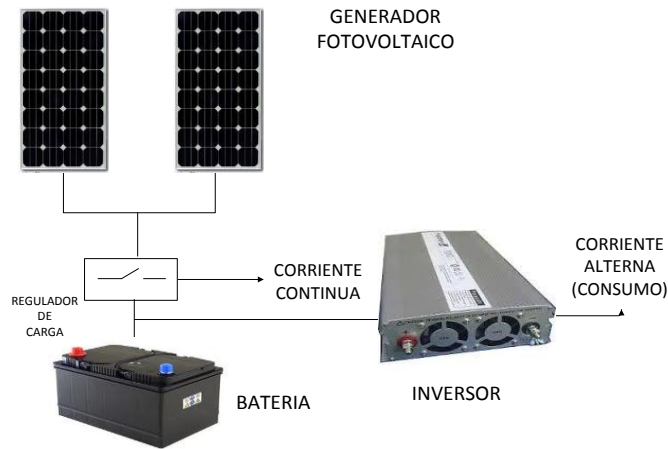


Figura 2.12: Sistema esquemático de los SFA³³

2.2.2 Generación fotovoltaica con conexión a la red

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red está estructurado básicamente en una área extensa en la cual la generación fotovoltaica es acoplada a un sistema de inversión que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El concepto de sistemas fotovoltaicos conectados a la red es relacionado con un amplio margen de aplicaciones las cuales pueden ir desde centrales de gran tamaño hasta pequeñas centrales.

Este tipo de sistema fotovoltaico o instalación fotovoltaica no poseen banco de baterías para la acumulación de energía, cuentan con elementos que no solamente protegen la instalación, sino que también regulan la forma y la cantidad en que se suministra la energía eléctrica a la red central. Debe garantizar una cantidad de tensión, un tipo de frecuencia y una calidad de onda. Así, el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera al consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario.[11]

³³ Fuente: Documento público <http://agamenon.tsc.uah.es/Asignaturas>

“Uno de los factores favorables de los sistemas conectados a la red, es la posibilidad de mejorar la calidad del servicio de la energía suministrada por la red, ya que la máxima producción del sistema fotovoltaico coincide con horas en que los problemas de suministro para las compañías eléctricas son más graves.”³⁴

Las condiciones técnicas de un sistema fotovoltaico de conexión a red intervienen distintos factores que determinan la selección y diseño del sistema, los principales elementos que se deben utilizar en una primera fase del diseño del sistema de conexión a la red.

Las características del lugar del emplazamiento (longitud, latitud, altura climatología), la disposición de los módulos fotovoltaicos (orientación e inclinación de los módulos en sistemas fijos, o el tipo de seguimiento) y el análisis de sombras correspondientes, determinan la cantidad de energía que puede ser generada por el sistema y posteriormente inyectada a la red eléctrica. Si se trata de una instalación sobre tejado, la superficie disponible, inclinación y orientación del mismo son parámetros muy importantes para el diseño del sistema FV.[25]

Los principales parámetros para una instalación determinada son:

- El emplazamiento.
- La potencia del campo de paneles.
- La potencia y características del inversor o inversores.
- Los niveles de tensión y corriente elegidos.
- Protecciones y cableado.
- Las características de la red eléctrica.

³⁴ Fuente: www.ujaen.es/investiga

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son ensamblados cercanos a la demanda eléctrica y son mucho más fáciles de construir, de instalar y de expandirse en la medida en que la demanda se incrementa.

Componentes principales de un sistema fotovoltaico conectados a la red.

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor.
- Contadores de energía.

Los paneles fotovoltaicos pueden integrarse en techos o fachadas en las viviendas y edificios, o en estructuras especiales. Es conveniente incluir, tras el inversor, un transformador para aislamiento, un interruptor automático de desconexión para cuando la tensión de la red está fuera de márgenes y el correspondiente contador, en serie con el habitual y en sentido inverso, para medir la energía eléctrica inyectada en la red.



Figura 2.13: Módulos fotovoltaico³⁵

³⁵ Fuente: <http://www.fotovoltaica.info/instalaciones/fotovoltaica-conectada-red.html>



Figura 2. 14: módulos fotovoltaicos semitransparentes SCHOTT “ASI Thru”³⁶

Entre las principales ventajas de estos sistemas se pueden mencionar las siguientes:

- Al generar en el mismo punto en que se produce el consumo, se eliminan las pérdidas en la transmisión de 8 al 12% y distribución del 16 al 22% de la energía eléctrica.
- Se instalan fácil y rápidamente sobre cualquier edificio o alguna superficie bien expuesta al sol.
- No producen polución alguna.
- Por ser sistemas modulares permiten inversiones de forma progresiva.
- Los costos de operación y mantenimiento son inferiores a los de las termoeléctricas.

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red fueron empleados luego de comprobar que este tipo de centrales trabajaban correctamente en sincronismo con la red, a medida en que avanzó el desarrollo de la electrónica se comenzaron a diseñar sistemas más

³⁶ Fuente: <http://www.lacatedralonline.es/innova/caleidoscopio/19181-la-energia-solar-auna-resultados-esteticos-y-sostenibles>

pequeños y manejables, con la finalidad de ser instalados a modo de pequeñas centrales solares, totalmente adaptables a viviendas o edificaciones que aportaban condiciones óptimas para operar conectadas a la red.

“La mayor parte de los paneles fotovoltaicos producidos hoy en día son conectados a la red desde techos y fachadas solares, con potencias instaladas de pocos kWp hasta centrales eléctricas solares con decenas de MWp.”³⁷

La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente en las cercanías, y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo.[10]

2.3 Módulos y elementos fotovoltaicos

Para la explotación de la energía solar mediante paneles solares es necesario contar con una serie de elementos y módulos fotovoltaicos que en conjunto forman un sistema que bien elaborado y bien dimensionado podrá servir como gran apoyo a la red local que con el aumento de la demanda energética se encuentra experimentando grandes problemas que a la larga ocasionan una deficiencia energética en el nivel de distribución.

Entre los elementos principales para un sistema básico de captación solar necesitamos contar con paneles solares, inversores, banco de baterías y por último la carga final.

2.3.1 La celda fotovoltaica

“En 1839 el físico experimental francés Edmund Becquerel, descubrió el efecto fotovoltaico mientras efectuaba experimentos con una pila electrolítica de dos electrodos sumergidos en una sustancia electrolítica. Esta pila aumentó su generación de electricidad al ser expuesta a la luz. A fines del siglo XIX científicos tales como W.Smith, WAdas y R. Day descubren la fotoconductividad del selenio y construyen la primera celda experimental hecha de una oblea de selenio. En 1904 Albert Einstein

³⁷Fuente: www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia40/HTML/articulo05.htm

publica su paper acerca del efecto fotovoltaico por este documento es galardonado en 1921 con el Premio Nobel. Recién en 1941 se construye un dispositivo que puede ser llamado “celda solar”, fue fabricada de selenio y tenía una eficiencia del 1 %. La compañía Western Electric fue la primera en comercializar las celdas solares en 1955.”³⁸

Las celdas fotovoltaicas son dispositivos que convierten energía solar en eléctrica, en un proceso en el cual la luz que incide sobre una superficie dotada de un semiconductor de dos capas producirá una diferencia del voltaje o de potencial entre estas capas. Produciendo un voltaje el cual es capaz de conducir una corriente a través de un circuito externo de modo que se pueda producir trabajo útil.

El efecto fotovoltaico fue descubierto por Alexander Becquerel en el año de 1839, mientras experimentaba con una celda electrolítica compuesta por dos electrodos metálicos. [26]

La primera celda fotovoltaica utilizaba placas de Se (Selenio) esta tenía un recubrimiento muy delgado de oro, esta celda tenía una eficiencia muy pobre que era del 1%, las primeras celdas fotovoltaicas que superaban el 5% de eficiencia fueron desarrolladas en los laboratorios Bell de Estados Unidos.

³⁸ Fuente: Celdas Fotovoltaicas en Generación Distribuida, Isidro Pereda Soto, (21).

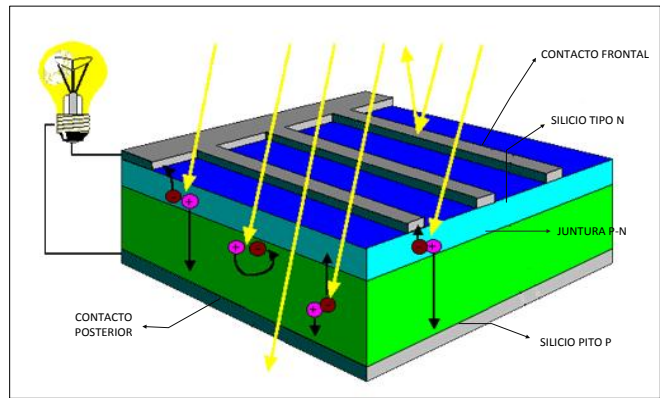


Figura 2.15: Diagrama esquemático de una celda de silicio³⁹

No obstante, también se utilizan otros materiales como el arseniuro de galio con mejores cualidades que el silicio para la producción de energía fotovoltaica, pero su escasez en la naturaleza hace que este tipo de celdas sean demasiado costosas llevándolas a que su uso sea limitado en aplicaciones en las que los costos no son relevantes tal es el caso de las aplicaciones espaciales las cuales por su importante trabajo necesitan celdas solares de gran eficiencia.

		13	14	15	16	17	18
		IIIA	IVA	VA	VIA	VIIA	VIIIA
		5	6	7	8	9	10
		B Boro 10.811	C Carbono 12.0107	N Nitrógeno 14.00674	O Oxígeno 15.9994	F Fluor 18.9984032	Ne Neón 20.1797
		13	14	15	16	17	18
		Al Aluminio 26.981538	Si Silicio 28.0855	P Fósforo 30.973761	S Azufre 32.065	Cl Cloro 35.453	Ar Argón 39.948
29	30	31	32	33	34	35	36
Cu Cobre 63.546	Zn Zinc 65.409	Ga Galio 69.723	Ge Germanio 72.64	As Arsénico 74.92160	Se Selenio 78.96	Br Bromo 79.904	Kr Kriptón 83.796
47	48	49	50	51	52	53	54
Ag Plata 107.8682	Cd Cadmio 112.411	In Indio 114.818	Sn Estañio 118.710	Sb Antimonio 121.760	Te Teluro 127.60	I Yodo 126.90447	Xe Xenón 131.293
79	80	81	82	83	84	85	86
Au Oro 196.96655	Hg Mercurio 200.59	Tl Teluro 204.3833	Pb Plomo 207.2	Bi Bismuto 208.98038	Po Polonio 209	At Astato 210	Rn Radón (222)

Figura 2.16: Porción de la tabla periódica de interés en aplicaciones fotovoltaicas⁴⁰

⁴⁰ Fuente: Energías renovables, Angel Antonio Bayod Rújula, Pág. 29-28

2.3.1.1 Estructura de una celda fotovoltaica

La estructura de una celda fotovoltaica está conformada su mayor parte por un semiconductor este elemento es el más importante, para estudiar la estructura de una celda fotovoltaica deberemos conocer los conceptos de estos materiales, semiconductor y juntura N-P.[7]

Debemos entender que un material conductor, es aquel que permite el fácil pasó de una corriente eléctrica porque tiene un gran número de cargas libres dentro del mismo.

A diferencia de los materiales conductores los materiales no conductores, no permite el paso libre de la corriente porque no tiene cargas libres dentro de él.

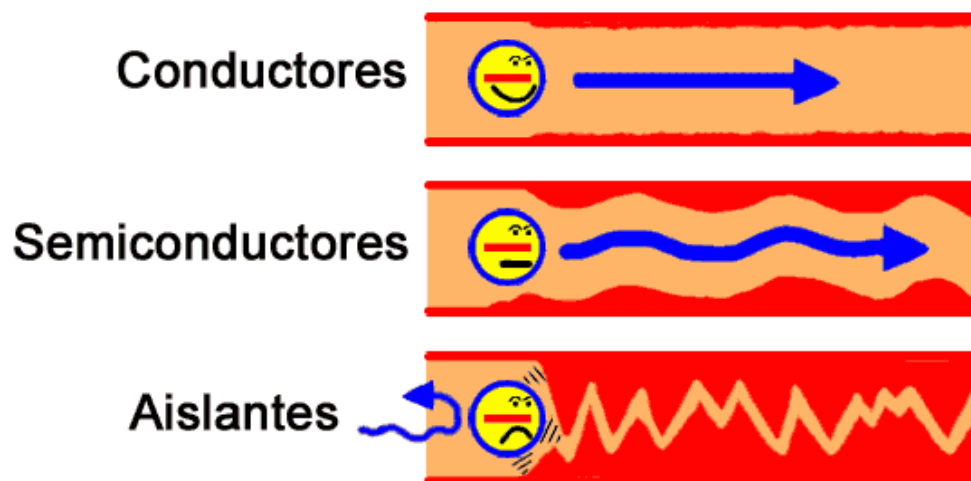


Figura 2.17: Materiales conductores, Semiconductores y aislantes⁴¹

El silicio (Si) es el material más usado en la fabricación de celdas solares. En su forma cristalina pura, el silicio es un semiconductor, con muy pocas cargas libres, este presenta una resistividad muy elevada. Por esta razón el silicio es sometido a un proceso llamado de difusión en el cual se introduce pequeñas cantidades de otros elementos químicos, los cuales permiten disminuir el valor inicial de la resistividad, creando, al mismo tiempo,

⁴¹ Fuente: <http://www.radioelectronica.es/articulos-teoricos/17-la-resistencia-electrica>

zonas con diferentes tipos de carga. La celda fotovoltaica utiliza dos tipos de materiales semiconductores, el tipo N y el tipo P.[19]

El material semiconductor por excelencia es el silicio dada su extraordinaria abundancia, el 60% de corteza terrestre está compuesta por sílice que tiene un alto contenido del mismo, además sus interesantes propiedades electrónicas hacen que el 90% de los paneles actuales estén hechos de silicio.

Juntura tipo N

Se conoce como juntura tipo N al fenómeno físico donde un átomo cede fácilmente cargas negativas (electrones), se crea una zona dentro del semiconductor que tiene un exceso de cargas negativas.

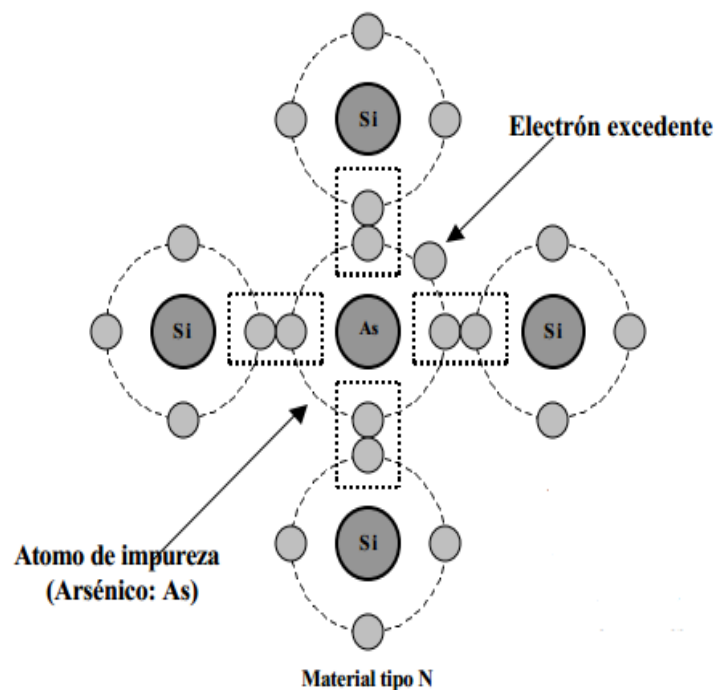


Figura 2.18: Materia tipo N⁴²

⁴² Fuente: www.taaet.com/pdf_ivan/Semiconductores_parte_2.pdf

Juntura tipo P

Se conoce como juntura tipo p al fenómeno físico donde un átomo atrae electrones libres, los átomos que los pierden quedan cargados positivamente.

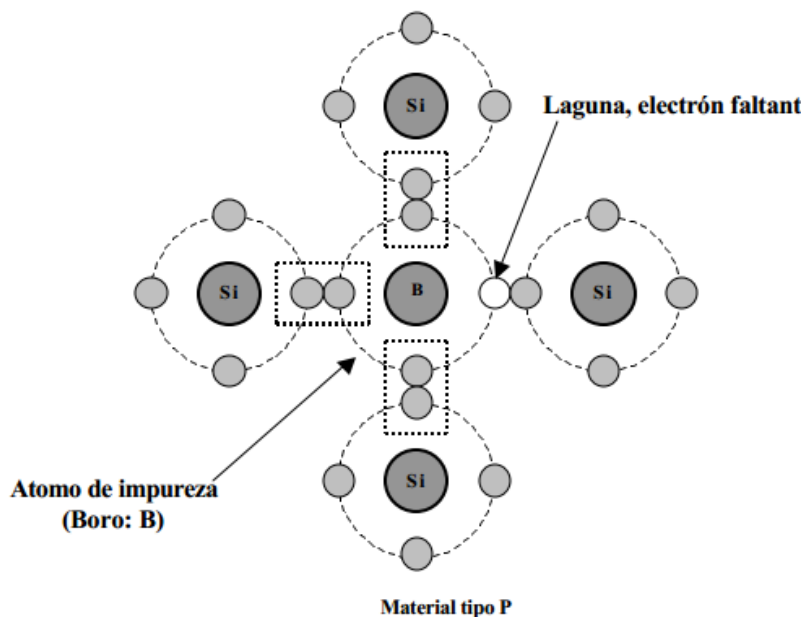


Figura 2.19: Material Tipo P⁴³

2.3.1.2 Excitación de una celda fotovoltaica

Cuando la luz incide sobre un semiconductor de este tipo, el bombardeo de los fotones libera electrones de los átomos de selenio creando dos cargas libres, una positiva y otra negativa.

Aunque estas cargas opuestas se atraen mutuamente, la mayoría de ellas solamente se pueden recombinar pasando a través de un circuito externo fuera del material debido a la barrera de energía potencial interno. Por lo tanto si se hace un circuito se puede

⁴³ Fuente: http://www.bibisimo.com.co/blg_energia_solar_fotovoltaica.php

producir una corriente a partir de las celdas iluminadas, puesto que los electrones libres tienen que pasar a través del circuito para recombinarse con las cargas positivas.

Si al semiconductor se le conectan dos cables (uno por cada zona), se verifica la existencia de un voltaje entre los mismos. Si los terminales de la celda fotovoltaica son conectados a una carga eléctrica, circulará una corriente eléctrica en el circuito formado por la celda, los cables de conexión y la carga externa.

Sólo una parte del espectro luminoso puede llevar a cabo la acción descrita. El material utilizado para fabricar el semiconductor determina que parte del espectro luminoso es la óptima para provocar esta excitación en el material.[27]

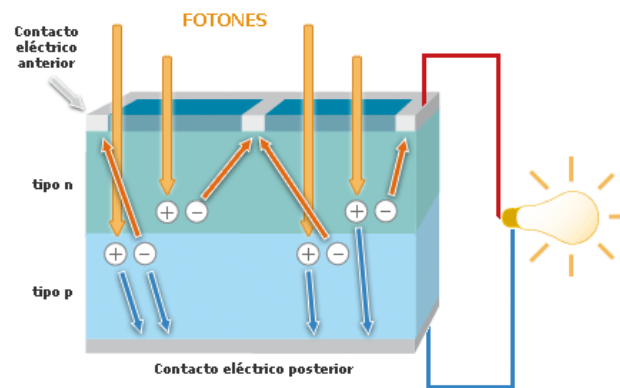


Figura 2.20: Excitación celda solar⁴⁴

2.3.1.3 Tipos de celdas fotovoltaicas

Los avances tecnológicos de las últimas décadas han permitido que los fabricantes de paneles fotovoltaicos desarrollen celdas fotovoltaicas más eficientes. También se han ampliado los sistemas de fabricación hoy en día se conoce que la mayoría de celdas fotovoltaicas tienen una eficiencia superior del 25%, Para su elaboración se emplean diversos materiales y procesos de fabricación.

⁴⁴ Fuente: <http://solete.nichese.com/silicio.html>

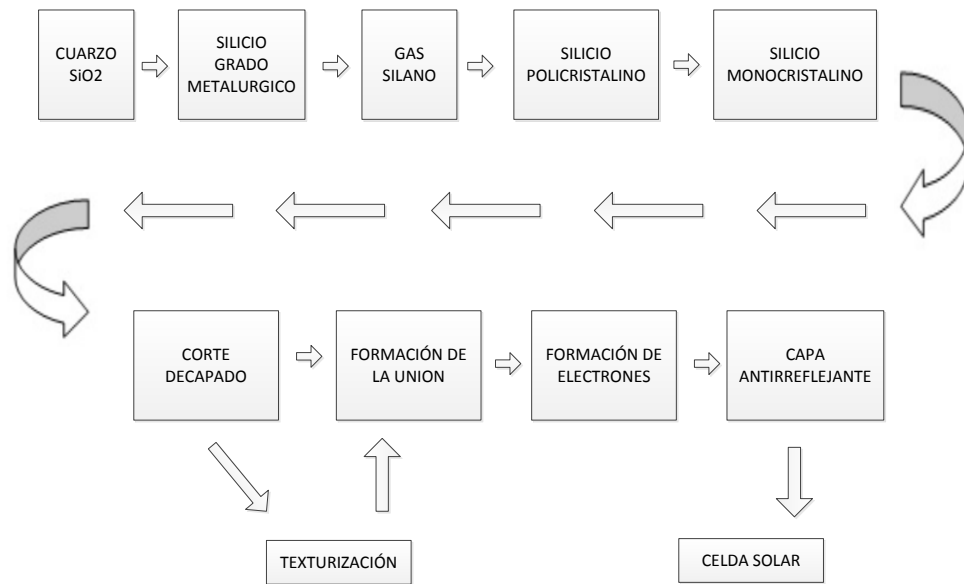


Figura 2.21: Proceso de fabricación Celdas Solares⁴⁵

“El proceso descrito requiere una gran cantidad de energía para ser llevado a cabo. Por otro lado, la separación de silicio y oxígeno tiene como producto de desecho al dióxido de carbono (CO₂), un gas de efecto invernadero, demostrando que la fabricación de celdas no es carbono-neutral, pero la producción energética de la celda solar durante toda su vida útil es significativamente menor que la cantidad de CO₂ que se emanaría en caso de utilizar combustibles fósiles.

El gasto energético en la primera fase de la producción de cristal de silicio es de aproximadamente 50kWh/kg de material. En la siguiente fase, el gasto energético llega a cerca de 200kWh/kg.”⁴⁶

⁴⁵ Fuente: Celdas Solares de Silicio- fundamentos y tendencia Matsumoto Yasuhiro (36)

⁴⁶ Fuente: Celdas Solares de Silicio- fundamentos y tendencia Matsumoto Yasuhiro (42)

2.3.1.4 Celdas de silicio cristalino

Hoy en día la mayor parte de celdas fotovoltaicas están fabricadas en paneles de silicio cristalino este tipo de celdas se clasifican en las que usan sólo una capa (mono cristalino) y las que utilizan 2 o más capas (policristalinas). La mayor parte de celdas solares en la actualidad ofrecen mayor eficiencia. del 85% al 90% de los módulos de paneles solares están constituidos mayormente por cristales de silicio, y se espera que se mantenga esta tendencia al menos hasta el año 2020

2.3.1.5 Células de silicio mono cristalino

Las células de silicio mono cristalino son las células a las que habitualmente no referimos como células de silicio. Como su nombre lo indica, todo el volumen de la célula es un único cristal de silicio. Es el tipo de células cuya utilización comercial está más ampliamente extendida hoy en día.[14]

Estas celdas están conformadas por un solo cristal cilíndrico de silicio, ha este cilindro se le realiza cortadas transversalmente. Las cuales servirán como la materia prima para la elaboración los paneles solares de silicio Monocristalino, estas celdas solares son más eficientes ya que están conformadas por silicio con mayor grado de pureza alcanzando rendimiento mayor del 15%. El proceso de fabricación requerido para producir silicio Monocristalino hoy en día es muy complejo y costoso.

Las células de silicio mono cristalino son las células a las que habitualmente nos referimos como células de silicio, como su nombre lo indica, todo el volumen de la célula es un único cristal de silicio.

En este primer proceso de extracción, el silicio contiene todavía un gran número de impurezas no deseadas y normalmente nos referimos a él como silicio de grado metalúrgico. El proceso de refinado posterior pasa primero por fabricar con el SiHCl_3 (triclorosilano) que en una primera fase todavía contendrá un gran número de elementos

indeseados. Esto se hace por que el SiHCl₃ es un compuesto líquido, siendo los líquidos más fáciles de purificar que los sólidos. Después de este proceso de purificación se obtiene SiHCl₃ de alta pureza. Su color es uniforme en azul oscuro / negro.[28]

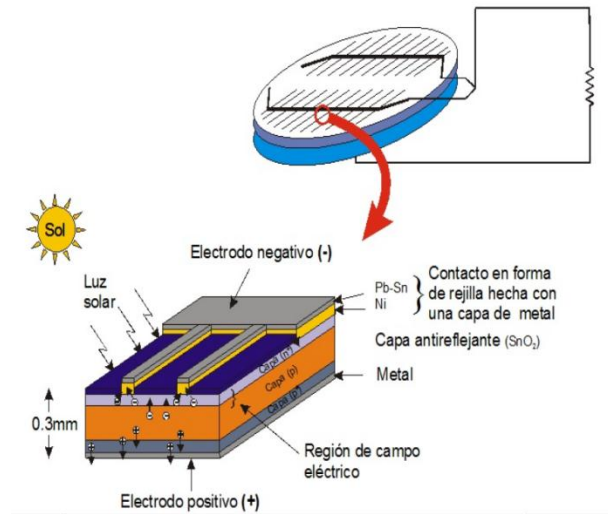


Figura 2.22: Estructura de celda solar de silicio Monocristalino donde se muestra la estructura unión n-p⁴⁷

2.3.1.6 Células de silicio policristalino

Las celdas de silicio policristalino son fabricadas a partir de lingotes de silicio fundido y recristalizado para su elaboración se cortan en obleas muy delgadas y se montan en celdas completas.

La utilización de células de silicio policristalino constituye una estrategia de abaratamiento de costes mediante la reducción del coste de las obleas de partida con las que fabrican las células. El silicio policristalino no es más que silicio constituido por granos de silicio cristalino. En principio sobre este material se puede utilizar las mismas

⁴⁷ Fuente: Celdas Solares de Silicio- fundamentos y tendencia Matsumoto Yasushiro (33)

técnicas de fabricación que las utilizadas para la fabricación de células monocristalinas aunque es necesario realizar las siguientes observaciones.

La frontera entre granos del silicio policristalino constituye una fuente adicional de recombinación por lo que es de esperar que la eficiencia de esta células sea inferior que las de sus homologas las monocristalinas.[25]



Figura 2.23: Celda solar policristalino⁴⁸

Su fabricación no es tan costosa ya que la pureza de este tipo de celdas es baja comparada a las celdas de silicio mono cristalino, pero tienen una eficiencia menor con promedios de alrededor de 12%. La celda poli cristalina está hecha de granos de tamaño reducido (1-100mm), cuyos bordes presentan impurezas; los límites entre los granos, con sus características heterogéneas, determinan el menor rendimiento de la celda en comparación con la celda mono cristalina.

⁴⁸ Fuente: http://www.ecosources.info/dossiers/Types_de_cellules_photovoltaiques.

2.3.1.7 Celdas de película delgada

Existen otros materiales tales como cadmio telururo (CdTe) y cobre e indio diseleniuro (CIS) que se utilizan actualmente para módulos fotovoltaicos. El atractivo de estas tecnologías es que pueden ser fabricados mediante procesos industriales relativamente baratos, en comparación con las tecnologías de silicio cristalino, y al mismo tiempo, suelen ofrecer una mayor eficiencia del módulo que el silicio amorfo. La mayoría ofrece un rendimiento ligeramente inferior: el indio diseleniuro (CIS) ofrece típicamente un 10-13% de eficiencia y CdTe alrededor del 8 o 9%. Una desventaja potencial es el uso de metales altamente tóxicos tales como cadmio con la necesidad de una fabricación cuidadosamente controlada y la necesidad de su eliminación al final de la vida útil, aunque un módulo de CdTe típico contiene sólo el 0,1% de cadmio, que corresponde a una cantidad menor que la del metal que se encuentra en una sola pila de tamaño AA NiCad. [16]

2.3.1.8 Celdas de silicio amorfo

Las celdas de silicio amorfo se fabrican depositando silicio en una capa homogénea delgada sobre un sustrato, en lugar de crear una estructura cristalina rígida. Como el silicio amorfo absorbe la luz más eficazmente que el silicio cristalino, las celdas pueden ser más delgadas - de ahí que también se conozca como de "película delgada". El silicio amorfo puede depositarse sobre una amplia gama de sustratos, tanto rígidos como flexibles, que lo hace ideal para superficies curvas o para la unión directamente sobre materiales para cubiertas y techos.

Esta tecnología es menos eficaz que el uso de silicio cristalino, con una eficiencia típica de alrededor del 6%, pero tiende a ser más fácil y más barato de producir. Si se dispone de abundante espacio en la cubierta, este producto amorfo puede ser una buena opción, pero si se busca el máximo rendimiento por metro cuadrado, los diseñadores deberían elegir una tecnología cristalina.

Esta tecnología utiliza silicio de menor calidad y su eficiencia disminuye con el aumento de la temperatura. Está disponible en formato de módulos, tiene baja eficiencia pero a la vez, menor costo. Es el más utilizado y se encuentra en diversas aplicaciones, desde calculadoras hasta proyectos de generación eléctrica.

La potencia en este tipo de tecnología oscila entre 0,1 y 150 Wp (Watt peak) y la eficiencia de conversión de este tipo de paneles es de entre 6% y 9%.

2.3.2 Paneles solares

Para la obtención de un voltaje adecuado en la salida del sistema necesitamos conectar las celdas fotovoltaicas en serie para así obtener un “módulo fotovoltaico”. Lo más común en este tipo de sistemas es que los módulos se encuentren funcionando a 12 voltios o a su vez un múltiplo de este.

Es estrictamente necesario conectar una suficiente cantidad de celdas en serie para mantener un voltaje de módulo (V_m) constante e igual al del diseño (voltaje de las baterías) bajo condiciones de irradiancia promedio.

Bajo condiciones de un buen clima y de un cielo prácticamente despejado el V_m llega a tener un voltaje de entre 16v y 18v. Este valor es más o menos un 80% del voltaje de operación (V_{co}) y para el desarrollo de un sistema es recomendable que se diseñe con un V_{co} de 20v. El voltaje de cada celda depende del tipo de fabricación y de la celda que se haya utilizado en la fabricación del módulo.[22]

El voltaje por celda fluctúa entre 0.5v y 0.6v, es decir que para llegar a tener un buen V_{co} se necesitaría contar con por lo menos de 30 a 36 celdas. La potencia que se logra generar esta entre 2 y 3w por celda. Ósea un módulo estándar genera entre 70 y 200w.

El ensamblado de los módulos empieza cuando se interconectan las celdas utilizando láminas metálicas delgadas o a su vez cableados que cumplan la función de conductores eléctricos.

Las láminas metálicas delgadas son soldadas mediante ultrasonido a los contactos de las celdas, montadas en la base del módulo y encapsuladas con una lámina de vidrio o plástico transparente.

La lámina de vidrio debe estar diseñada para resistir los cambios climáticos y la radiación ultravioleta durante largo tiempo. Años atrás se utilizaban otro tipo de materiales encapsulantes como el vinil etileno o acetato pero estos materiales presentaban un inconveniente y era que estos casi siempre tendían a deformarse por la continua exposición a la radiación ultravioleta y a su vez a las altas temperaturas que soportaban, pero en la actualidad ya no se presenta este tipo de inconvenientes.

Una vez que las celdas están encapsuladas pueden generar electricidad de manera confiable durante 20 o más años. [29]

2.3.2.1 Eficiencia de los módulos

La eficiencia de los módulos fotovoltaicos va a depender estrictamente de una condición en especial y es que para que la potencia entregada por el módulo sea la más óptima, las celdas deben ser prácticamente idénticas, caso contrario la potencia entregada por el módulo vendrá a ser menor que la multiplicación de la potencia individual de las celdas por el número de celdas.

La curva característica compuesta para n número de celdas se la obtiene sumando los voltajes individuales para así lograr obtener la corriente requerida.

La corriente máxima entregada viene a ser influenciada por la celda que maneje el menor valor de corriente es por este motivo que viene a ser estrictamente necesario que todas las celdas manejen una curva característica compuesta (V I) idénticamente iguales.

Cuando no se cumple esta condición se puede llegar a que la energía unas celdas sean disipadas por otras, es decir que la eficiencia de ese modulo será casi nula. Si todas las celdas son iguales entonces decimos que ese módulo no disipa energía y tiene una buena cantidad de eficiencia bajo condiciones de corto circuito.

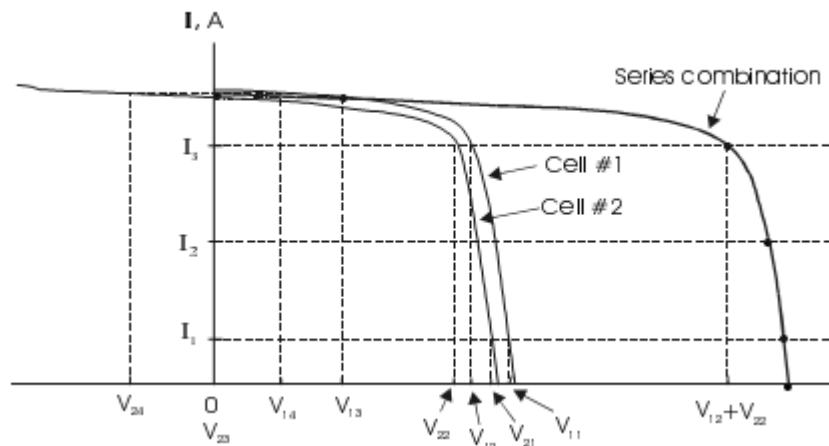


Figura 2.24: Curva característica compuesta de operación de un módulo FV⁴⁹

2.3.2.2 Acción de los paneles en condiciones nocturnas

Cuando los módulos fotovoltaicos sufren condiciones de falta de irradiación solar, el funcionamiento que desarrollan tiende a afectarse.

Por las noches los módulos tienden a desarrollar una cantidad mínima de corriente ya que las celdas, por la falta de luz solar, solo se encuentran funcionando como diodos pero polarizados ya que se encuentran conectados en serie y a su vez están conectados a las baterías. [29]

⁴⁹Fuente: Photovoltaic Systems Engineering - Messenger, Roger A. Ventre, Jerry (55)

En estos casos, como las celdas no están generando casi nada de corriente, se observa que las baterías no reciben ningún tipo de carga, es decir por las noches el voltaje que generan los módulos es mucho menor que el que generan en ese momento las celdas.

En casos de condiciones nocturnas se ha optado por colocar unos diodos en serie con el módulo para evitar que este reciba un flujo de corriente hacia el mismo. Estos diodos se los conoce como diodos de bloqueo, y el consumo es casi nulo ya que vienen a consumir del 1 al 3 % de la potencia suministrada en ese instante.

Se ha comprobado que estos diodos de bloqueo permiten que las baterías no sean descargadas por los mismos módulos.

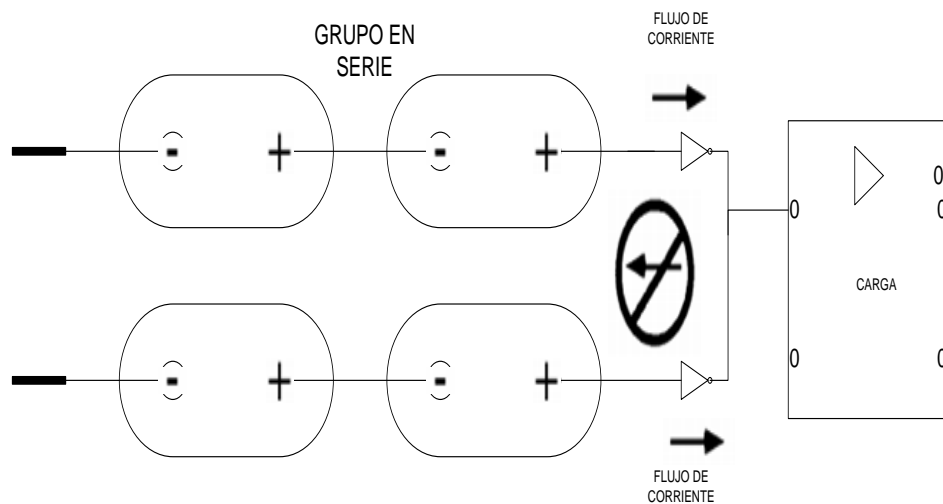


Figura 2.25: Diodo de bloqueo instalado para evitar el retorno del flujo⁵⁰

Es posible también que las celdas sean opacadas individualmente. El rendimiento del Módulo decrece si esto ocurre, como es de esperarse.

Debido a la topología en serie de las celdas, un oscurecimiento podría causar que las celdas sombreadas se polaricen directamente en caso de existir módulos conectados en

⁵⁰ Fuente: sistema fotovoltaicos – components pag (34,35)

paralelo, provocando un calentamiento que causaría degradación y falla prematura de las celdas afectadas.

Para esto también se colocan unos diodos que se los llama “diodos de By pass” que no son más que diodos conectados en paralelo con los módulos y con eso, si se evitara que el módulo que no esté generando por causas de sombreado, se convierta en carga y no en generador.[29]

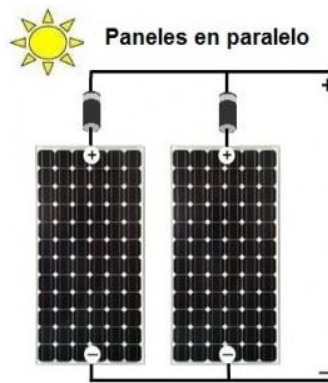


Figura 2.26: Diodos de by pass conectado en módulos en paralelo⁵¹

Existe así mismo un fenómeno que puede causar graves problemas durante días nublados. Esta situación es conocida como el efecto de borde de nube (edge of cloud).

Así, puede darse un rendimiento del módulo por encima de las especificaciones de fábrica y por ende una sobrecorriente que puede superar a la de cortocircuito. Un regulador de carga escogido adecuadamente puede controlar este efecto.

En caso que se necesiten voltajes o corrientes mayores a los que puede generar un solo módulo, se debe conectar varios en “arreglos” o generadores fotovoltaicos, propiamente dichos. Si son conectados en serie, se puede obtener un sistema de voltajes más altos,

⁵¹Fuente: Eliseosebastian.com/el-diodo-en-los-paneles-fotovoltaicos

mientras que si son conectados en paralelo, las corrientes disponibles son mayores. En este último caso, es recomendable que la potencia máxima de cada módulo ocurra en el punto donde las corrientes sean iguales.

Una conexión serie-paralelo es aquella donde los fusibles están conectados en serie con cada ramal de módulos, por lo que si alguno falla, cualquier corriente excesiva proveniente de los ramales intactos no circulará por el dañado, ya que el fusible abriría el circuito.

Los módulos individuales pueden tener instalados también diodos de bypass. También se pueden conectar a los módulos para producir voltajes positivos y negativos con respecto a tierra.

Si se conectan tres conjuntos de módulos de esta manera, la salida combinada es adecuada para alimentar a un equipo inversor de 3 fases.[8]

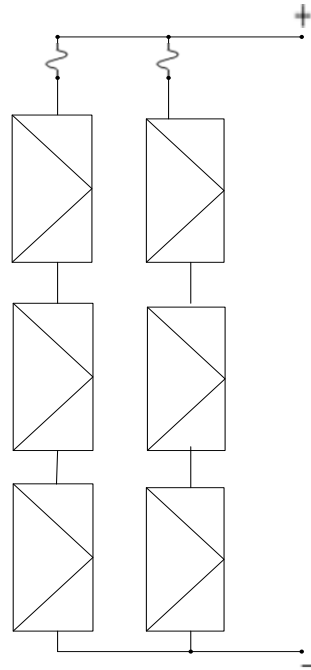


Figura 2.27: Conexión serie paralelo con diodo by pass interno⁵²

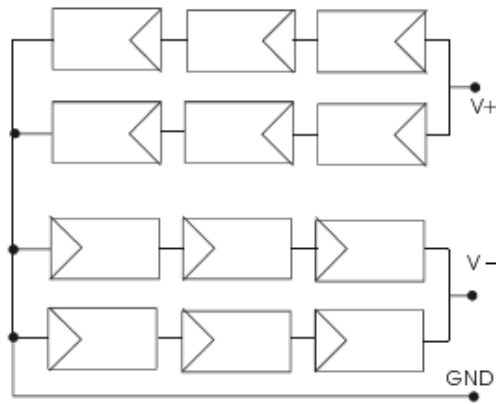


Figura 2 .28: Conexión Serie-Paralelo referenciado a tierra.⁵³

⁵² Fuente: Photovoltaic Systems Engineering (56)

⁵³ Fuente: Photovoltaic Systems Engineering (56)

2.3.3 Baterías y bancos de baterías.

La batería es un dispositivo que almacena la energía producida durante todo el tiempo que el sistema estuvo en contacto con la radiación solar, y por medio de estas se puede dar uso a la energía por ellas almacenadas en horarios donde no se disponga de irradiación solar.

Para el uso exclusivo de un sistema fotovoltaico se necesita que las baterías cumplan con ciertos requisitos estrictamente necesarios dada la importancia de este dispositivo dentro del funcionamiento del sistema. Entre los cuales tenemos:

- Larga vida útil.
- Bajo costo por kwh.
- Bajo porcentaje de auto descarga.
- Alta capacidad de almacenamiento.
- Costos bajos en mantenimiento.
- Instalación y operación sencilla.

El sistema de almacenamiento de energía más popular son las baterías, dispositivos inventados por el italiano Alessandro Volta, quien en 1793 descubrió que para producir corriente eléctrica, dos metales diferentes deben entrar en contacto, formando un circuito cerrado.

La invención de la batería de plomo-ácido por el físico francés Gaston Plante en 1859 significó la siguiente etapa en el desarrollo de los dispositivos de almacenamiento de energía. Posteriormente, el sueco Waldmar Jungner inventó la pila de níquel-cadmio que utiliza estos dos metales en los electrodos positivo y negativo, respectivamente. Debido a los altos costos de estos últimos materiales frente a las placas de plomo de las pilas ácidas, las aplicaciones de las pilas de níquel-cadmio eran limitadas.[5]

Existen actualmente varios tipos de baterías recargables apropiados para aplicaciones fotovoltaicas y prometedoras tecnologías como las baterías de hidruro de níquel e iones de litio, pero las baterías de plomo-ácido son aún las más probadas para almacenamiento económico de grandes cantidades de energía eléctrica y se mantendrán así durante algún tiempo.

Tabla 2.2: Comparación de características de varios tipos de baterías.⁵⁴

TIPO	vida útil hasta 80% dod	Costo De Inversión \$/KWH	Costo por kWh (\$/kWhΣ)	ηI (%)	Autodescarga (%/mes)	Rango Temp. (°C)
Pb	500-1500	140-550	0,27-0,47	>80	3-4	-15 a +50
NiCd	1500-3500	1100-2400	0,47-1,56	71	6 a 20	-40 a +45
Ni Fe	3000	1600	0,51	55	40	0 a +40

2.3.3.1 Baterías de ion de litio y litio-polímero

Este tipo de baterías han tenido muy poca utilización en el área de la generación fotovoltaica ya que por su alto costo se hace limitada su utilización dejándola por detrás de la batería común de ácido-plomo.

Estas poseen varias características positivas que la hacen que sea de buena calidad, entre ellas tenemos que tienen una vida útil de por lo menos 8-10 años, generan un voltaje promedio de 3.5 v por celda, con esto se requiere menor número de ellas para la aplicación dependiendo del sistema al cual va a servir.

Pero también tienen características que no las hacen líderes en el mercado, por ejemplo su alto costo inicial, además posee una alta sensibilidad en climas fríos y

⁵⁴ Fuente: European Photovoltaic Industry Association (48)

potenciales problemas de seguridad por la reactividad de su elemento base, que si se lo maneja de forma incorrecta puede causar algún tipo de siniestro como incendios y algún tipo de accidente incluso a personas.[30]

Su funcionamiento radica en la libre migración de iones de litio entre cátodo de litio-manganeso o cobalto, y ánodo de litio-carbono durante los ciclos de carga y descarga.

Éstos están separados por una solución orgánica con sales de litio disueltas que permiten el tránsito de iones entre los polos de la batería, principio conocido como de péndulo o mecedora.

Requieren además ser cargadas a voltaje y corriente constantes, por lo que suelen incorporar circuitos integrados diseñados por el fabricante que manejan el proceso de recarga; inutilizando las estrategias de carga válidas con las baterías de plomo-ácido. Si el voltaje de carga es demasiado alto, se forma una película de litio metálico que reacciona con el electrolito y acorta la vida útil del artefacto.

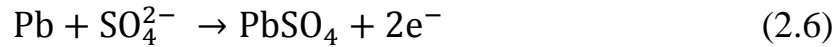
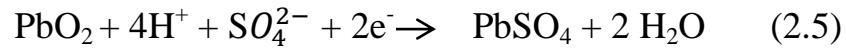
2.3.3.2 Baterías de plomo ácido.

La importancia de este dispositivo dentro de los sistemas fotovoltaicos hace que se deba conocer un poco más a profundidad su funcionamiento para así poder prolongar su vida útil y su correcta instalación.

Dentro de esta y de todas las baterías se presentan dos procesos de reacción electroquímica y se da cuando se cumplen los procesos de carga y descarga. En el proceso de carga se transforma la energía eléctrica en energía química y en la descarga viceversa. Para que estas conversiones puedan llevarse a cabo se necesitan dos electrodos metálicos inmersos en un medio que los vincule, llamado electrolito.

Una batería de este tipo nos entrega por cada electrolito un voltaje que levemente excede a los 2v. [17]

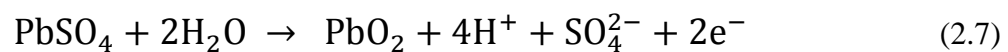
Revisando químicamente lo que sucede dentro de las baterías en un proceso de descarga, se lo puede resumir con las siguientes ecuaciones químicas:



En el proceso de carga es necesaria una fuente de voltaje CC, la cual deberá polarizar de forma correcta, es decir positivo con positivo y negativo con negativo, además el voltaje de la fuente deberá ser algo superior al voltaje de la batería.

Cuando se conecta una fuente externa de energía con un voltaje mayor que el producido por la batería, el proceso de descarga se invierte, y la corriente fluye hacia el ánodo, inyectando corriente en la batería y cargándola.

Químicamente analizando el proceso de carga, sucede lo inverso de los procesos químicos anteriores, de ahí tenemos lo siguiente:



Ahora se analizan los procesos con diagramas eléctricos:

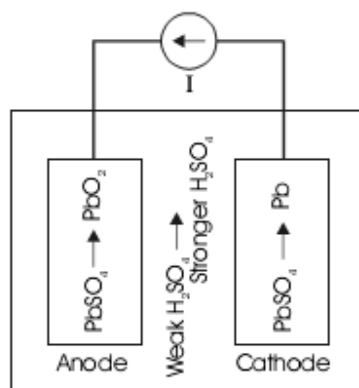


Figura 2.29: Proceso de carga de las baterías Plomo-ácido⁵⁵

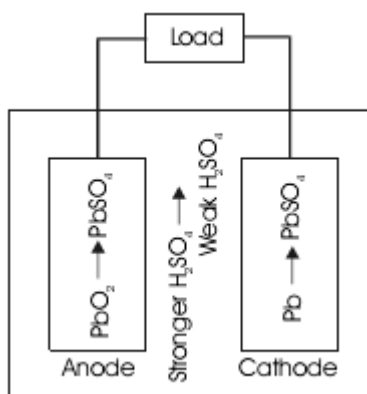


Figura 2.30: Proceso de carga de las baterías Plomo-ácido⁵⁶

Mientras transcurre la carga, varios iones de hidrógeno se enlazan con electrones liberados y se convierten en hidrógeno gaseoso (H₂). En determinado momento de la carga, cuando el cátodo de plomo se recompone en su totalidad, no existe más sulfato en el cátodo para conservar la carga eléctrica fluyendo constantemente.[30]

⁵⁵ Fuente: Photovoltaic Systems Engineering - Messenger, Roger A. Ventre, Jerry (58)

⁵⁶ Fuente: Photovoltaic Systems Engineering - Messenger, Roger A. Ventre, Jerry (58)

Si se continúa con el proceso de carga de la batería, los electrones que entran al cátodo no pueden hacer desprender iones sulfato, así que los electrones se mantienen circulando en el electrolito, combinándose con hidrógeno iónico y producen este fenómeno de gasificación.

En ese punto, no es recomendable seguir recargando la batería, debido a la volatilidad del hidrógeno, representando un riesgo de explosión.

2.3.3.3 Propiedades de las baterías de plomo ácido.

Los procesos de carga y descarga de las baterías de plomo-ácido deben ser reversibles para su mejor funcionamiento pero en realidad no lo son.

Hay diferentes cosas y circunstancias que afectan el buen funcionamiento de una batería utilizada en aplicaciones fotovoltaicas, estas son la temperatura de operación, el tiempo de carga y descarga y la velocidad en el consumo de la misma.

El ciclo de vida de la batería depende mucho de los factores antes mencionados pero también se relaciona muy estrechamente con la cantidad de veces que una batería realiza el procedimiento de carga y descarga en un tiempo determinado, este proceso se lo realiza con una determinada tasa de descarga (TD).

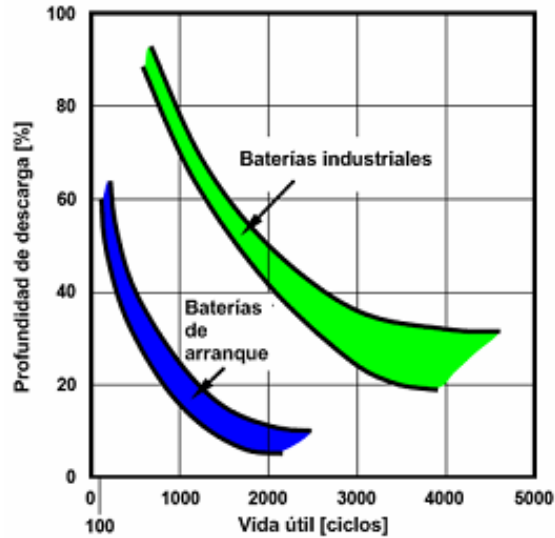


Figura 2.31: Duración de una batería del proceso de carga y descarga en función de la profundidad de descarga.⁵⁷

La capacidad de ciclos de vida útil de una batería puede ser expresada más claramente multiplicando la TD promedio por el tiempo de vida de la batería.

Las baterías de arranque poseen una capacidad en el proceso de carga y descarga por debajo de los 100 ciclos nominales, esto nos quiere decir que esta batería es capaz de resistir 500 ciclos de una constante de tasa de descarga del 20%.

Por otra parte para baterías en aplicaciones fotovoltaicas la batería necesita tener una capacidad de por lo menos 500 ciclos nominales, esto nos quiere decir que debe tener 1000 ciclos de profundidad de descarga con una tasa del 50 %.

⁵⁷ Fuente: Photovoltaic Systems Engineering - Messenger, Roger A. Ventre, Jerry (102)

Principales características de diferentes tipos de baterías.

Tabla 2.3: Características de varios tipos de baterías

APLICACIÓN	CICLO DE VIDA	PERDIDA DE AGUA	AUTO DESCARGA
ARRANQUE (carro)	POBRE	BAJA	BAJA
TRACCIÓN	BUENA	ALTA	ALTA
ESTACIONARIA	MODERADA	BAJA	BAJA
FOTOVOLTÁICA	BUENA	BAJA	BAJA

2.3.3.4 Capacidad de las baterías

La capacidad que tienen de almacenar energía las baterías viene representado esencialmente por la unidad de medida Ah, que quiere decir, la capacidad de flujo de corriente en amperios que nos entrega dicha batería en una hora, hasta que llegue al tiempo de descarga. Pero actualmente se considera necesario expresar la capacidad de la batería tomando en cuenta la cantidad de energía que nos entrega en una hora. Esto viene expresado en vatios-hora, (Wh). A estas magnitudes se las relacione mediante la siguiente ecuación matemática:

$$Ah * V = Wh. \quad (2.9)$$

La capacidad de las baterías no son constantes, ya que esto depende en su totalidad de la corriente de descarga que experimente la batería, es decir de la carga que esté alimentando dicha batería. Es por esto que los fabricantes nos proporcionan un dato de capacidad aproximada en función de la corriente de descarga fija. [5]

Otro factor que incide directamente en la capacidad de descarga en las baterías es la temperatura ambiental o de trabajo de estos equipos, ya que se estima que la descarga de

las baterías se afectan en un 1% por cada grado de temperatura que se opere debajo de los 20° C, que es la temperatura nominal de trabajo de la mayoría de baterías.

Así mismo las temperaturas sobre los 30°C aceleran el desgaste, la auto descarga y consumo de electrolito.

2.3.3.5 Bancos de baterías

Como se explicó anteriormente, las baterías son los elementos que se encargan del almacenamiento de la energía captada por los paneles fotovoltaicos. Es por eso que se ha visto la necesidad de formar bancos de baterías con el objetivo de almacenar la mayor cantidad de energía y así poder suplir las necesidades energéticas de manera más eficiente.

Para la conexión de los bancos de baterías se utilizan los métodos convencionales que ya conocemos y son serie, paralelo y mixto, con el fin de proveer la mayor cantidad de niveles en voltaje y/o corriente.

Conexión en serie

Cuando las baterías son conectadas de esta forma podemos decir que este banco posee la misma capacidad de Ah que tendría una sola batería de este banco. Y con lo que respecta al voltaje sería igual a la suma de los voltajes individuales. Se debe conectar solamente baterías de iguales características de diseño y capacidades de esta manera; de lo contrario, durante la carga y recarga, las baterías de menor capacidad llegarán a descargarse en modo profundo antes que las más grandes.[30]

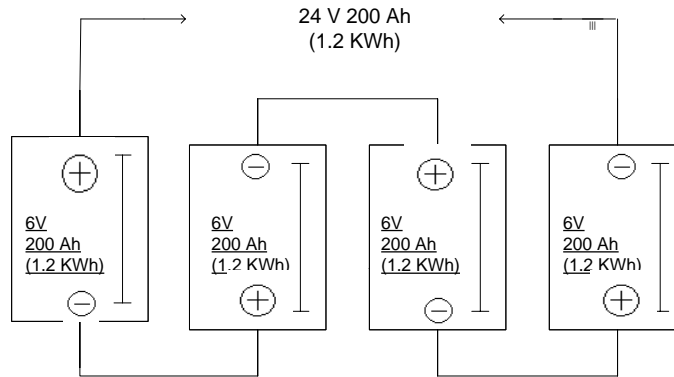


Figura 2.32: Conexión en serie de baterías para aplicaciones fotovoltaicas⁵⁸

Conexión en paralelo

Sucede exactamente lo mismo que el caso de arriba con la variación de que ahora el voltaje es el mismo de una de las baterías que componen el banco y la corriente viene a ser la sumatoria de todos los elementos de este arreglo.

Se debe conectar baterías con exactamente la misma capacidad ya que de no ser así las baterías que cuenten con mayor voltaje alimentará a las de menor voltaje y ocasionará una sobrecarga innecesaria.

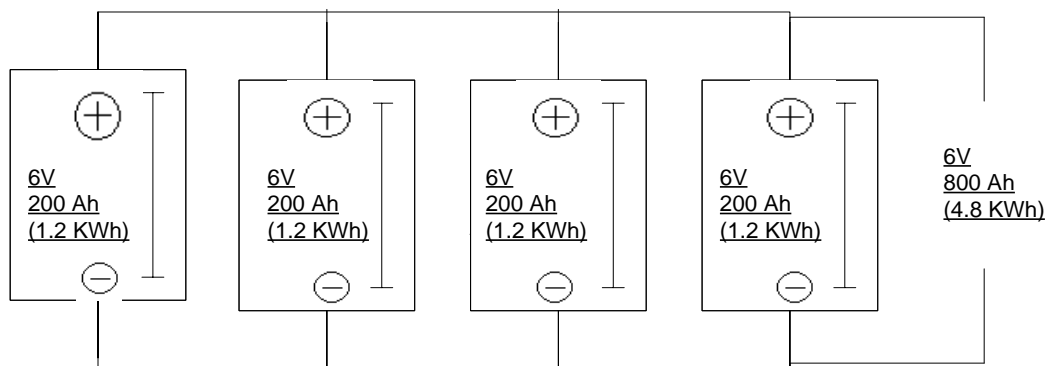


Figura 2.33: Arreglo en paralelo de baterías usadas en aplicaciones fotovoltaicas⁵⁹

⁵⁸ Tomado de: Autoría propia

⁵⁹ Tomado de: Autoría propia

Conexión Mixta

Este arreglo combina las dos anteriores, con esto se logra un incremento en el voltaje y en la capacidad de corriente. Normalmente se utiliza este método en aplicaciones fotovoltaicas ya que el sistema es más compacto y con baterías de menor voltaje.

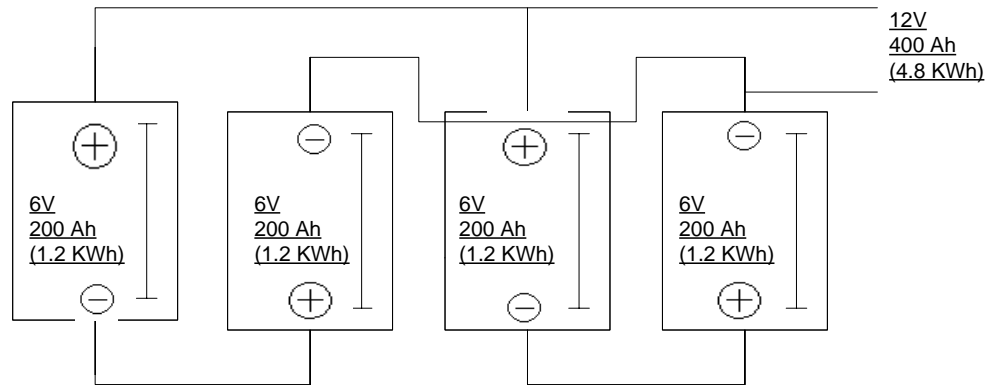


Figura 2.34: Arreglo en conexión mixta para aplicaciones fotovoltaicas⁶⁰

Conexión generador fotovoltaico-banco de baterías

Dado que los generadores fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y las baterías necesitan el mismo tipo de corriente para ser cargados, no se requiere ninguna conexión especial para acoplarlos, sino tan sólo una conexión directa.

⁶⁰ Tomado de: Autoría propia

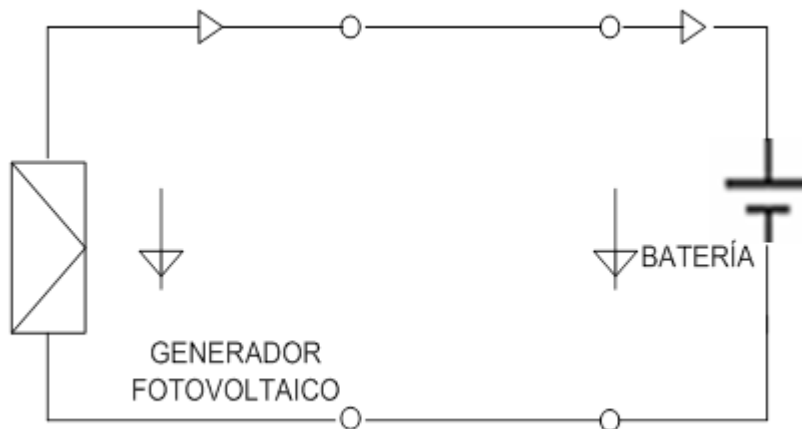


Figura 2.35: Diagrama unifilar conexión generador-baterías⁶¹

Si se grafica el nivel de voltaje de la batería en la curva de voltaje vs. corriente V-I, la representación de éste sería una línea recta en un rango de voltaje de $\pm 15\%$, es decir, para una batería con voltaje nominal de 12V el rango estará entre 11 y 14V.

Para diferentes niveles de irradiación, se muestran los puntos de trabajo del generador fotovoltaico.[8]

2.3.3.6 Manejo de carga

El costo de las baterías representan al momento de desarrollar un sistema fotovoltaico oscila dentro del 20% y del 25 % del precio con el que se inicia el proyecto y de más del 50% durante toda la vida útil del sistema, esto debido a la necesidad de sustitución de las mismas en diferentes ocasiones.

⁶¹Tomado de: Autoria propia

Es necesario que se logre la mayor vida útil posible controlando todos los ciclos de carga y descarga. Si no se sigue estos cuidados, la vida útil de las baterías se puede reducir hasta menos de la mitad.

2.3.3.7 Mantenimiento de baterías

El plan de mantenimiento debe contemplar inspecciones periódicas del sistema así como el registro e historial de algunas de las mediciones hechas en el mismo. Este plan debe dar prioridad a los componentes más susceptibles de sufrir deterioro. La frecuencia de inspecciones viene dada por las condiciones de uso, edad del sistema y datos proporcionados por el fabricante.

Algunas acciones que se deben realizar son:

- Comprobación de que no exista suciedad sobre los equipos como polvo, desechos, salpicaduras de electrolito, condensaciones de gases.
- Comprobar que los terminales de conexión no presenten signos de corrosión o sulfatación que reduzca el área efectiva de contacto entre el terminal y el borne del acumulador.
- Comprobar que los tapones cerámicos de los acumuladores de electrolito líquido no están obstruidos parcialmente por las salpicaduras del mismo.

2.3.3.8 Regulador de carga

La principal utilidad de este dispositivo viene a ser el control de funcionamiento de las baterías dentro de los límites que sugiere el fabricante tomando en cuenta los niveles de sobrecarga o descarga profunda. [17]

Este dispositivo cumple con funciones tan importantes ya que es el lazo que une al panel solar con la batería y con la carga, es por eso que este debe cumplir con un mínimo de requerimientos necesarios para entrar en funcionamiento. Entre ellos tenemos:

- Protección integrada de sobre voltajes
- Temperatura de operación entre 0 y 50° C
- Capacidad de descarga en el caso que se presente una descarga profunda
- Consumo propio mínimo. Hasta 5 mA
- Tener una eficiencia prolongada y alta. Rangos mínimos de 95%

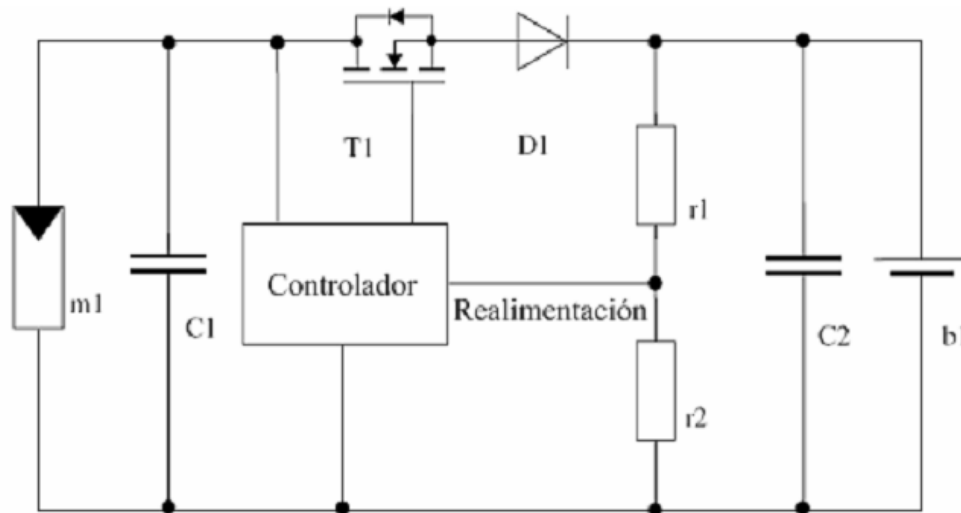


Figura 2.36: Diagrama de un regulador lineal de carga⁶²

2.3.4 Inversores

Como se ha venido explicando en todo el desarrollo del capítulo, la energía que se logra obtener mediante al uso de paneles solares es netamente un voltaje DC, pero en la actualidad la gran mayoría de los artefactos eléctricos funcionan solamente con un voltaje AC, esto hace que se vea la necesidad del acoplamiento de un dispositivo de acondicionamiento de señal a todo el sistema, comúnmente llamados “inversores”, debido a que invierten la polaridad del voltaje de la fuente periódicamente, en intervalos iguales a la frecuencia alterna deseada. En sistemas on-grid, este equipo es crucial para la conversión de señales de DC en AC compatibles con la frecuencia de la red.

⁶²Fuente: Handbook of Photovoltaic Science and Engineering (30)

2.3.4.1 Características generales de inversores

Los costos de producción de la electricidad fotovoltaica son varias veces mayores que aquellos de una fuente de energía convencional es por eso que la eficiencia en la conversión bajo condiciones de carga plena y parcial es la característica más importante en un inversor. [26]

Existen diferentes tipos de inversores, los cuales deben ser seleccionados dependiendo de su eficiencia y de los requerimientos de forma de onda de la carga. Además, es estrictamente necesario tomar en cuenta que tipo de sistema utilizando paneles se va a implementar, puede ser conectado o no a una red de distribución ya sea local o independiente. Otro factor crítico es la confiabilidad del inversor, debido a que las fallas en éste son una de las causas primarias de mantenimiento no programado en sistemas fotovoltaicos.

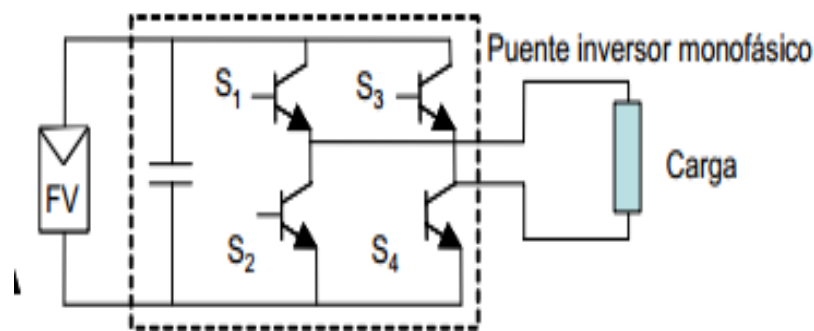


Figura 2.37: Principio de operación de un inversor.⁶³

Existen varios tipos de inversores que se pueden encontrar en el mercado hoy en día, esto debido al gran crecimiento de la utilización en sistemas fotovoltaicos. Entre las funciones principales que cumple un inversor tenemos la conversión DC/AC, la

⁶³ Fuente: CIEMAT, Sistemas fotovoltaicos. (41)

regulación del valor eficaz de la tensión de salida y la modulación de la onda alterna de salida.

Los inversores que se encuentran hoy en día pueden ser monofásicos o trifásicos, dependiendo del requerimiento del usuario. En América del Sur a una frecuencia de 60 Hz y en Europa 50 Hz, con un alto rango de voltajes nominales de ingreso y con un amplio rango de potencias disponibles de valores pequeños hasta megavatios de salida.

La gran cantidad de inversores pueden trabajar directamente conectados a los paneles FV o a su vez conectados a las baterías o bancos de baterías y pueden estar conectados directamente a la carga o inyectar energía a la red local. Los inversores pueden clasificarse de acuerdo a la forma de onda de tensión de salida:

- De onda cuadrada
- De onda modificada (casi sinusoidal)
- De onda sinusoidal (parecida a la onda de red)

Los inversores denominados de onda cuadrada son los más económicos en el mercado ya que utilizan solo un procedimiento de chopeado de la potencia Dc de ingreso, donde se realiza muy poca modulación o filtrado. La parte negativa de este procedimiento es que la onda resultante posee un gran contenido de armónicos que resultan gran pérdida para el sistema. [19]

Los inversores de onda semi-sinusoidal nos presentan un gran rendimiento del 90% y esto gracias a que su distorsión armónica (TDH), es apenas del 20% comparado con el de onda cuadrada que posee un TDH del 40%. Por su costo estos son comúnmente usados en electrificación rural donde la potencia a ser conectada es normalmente los electrodomésticos más comunes como equipos de audio y televisión.

Por su parte los inversores de onda sinusoidal poseen un filtrado mucho más riguroso en comparación de los dos anteriores descritos ya que por su costo tienen un mejor

equipamiento de filtrado de señales. Estos vienen a ser la mejor alternativa en cuanto a inversores para uso de Ac se refiere, ya que casi no presentan problemas con el TDH o con la estabilidad de la tensión. Sin lugar a dudas este tipo de inversores también pueden ser utilizados en sistemas de telecomunicaciones brindando tranquilidad en su funcionamiento.

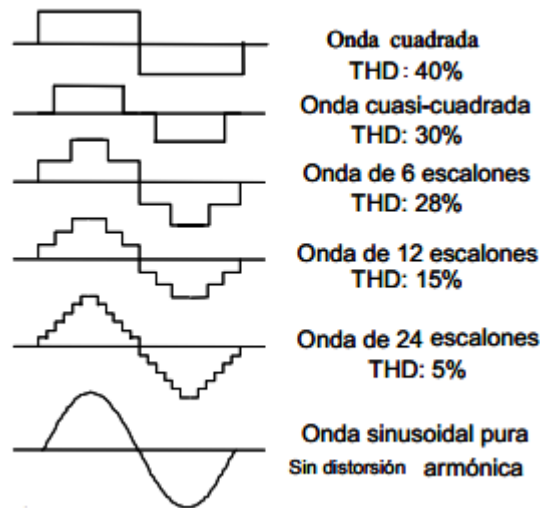


Figura 2.38: Formas de onda de los distintos tipos de inversores. Acorde a su frecuencia en la salida⁶⁴

Cuando necesitamos alimentar circuitos donde se presenten cargas inductivas es necesario contar con inversores que posean un mejorado sistema de filtrado, es decir necesitamos inversores que su onda de salida sea lo más cercana posible a una onda sinusoidal pura o a una onda PWM ya que, cuyos primeros armónicos se presentan a muy alta frecuencia.

En resumen las características de los distintos tipos de inversores se resumen en el siguiente cuadro:

⁶⁴ Fuente: CIEMAT, Sistemas fotovoltaicos. (41)

Tabla 2.4: Características de los diferentes tipos de inversores⁶⁵

PARÁMETRO	ONDA CUADRADA	ONDA SINUSOIDAL MODIFICADA	MODULACIÓN DE ANCHO DE PULSO	SINUSOIDAL
POT. DE SALIDA MAX. EN KW	1000	2,5	20	100
CAPACIDAD PICO (MÚLTIPLO DE CAPACIDAD NOMINAL)	20x	4x	2,5x	4x
EFICIENCIA	60-90%	90%	90%	90%
DISTORSIÓN ARMÓNICA	hasta 40%	>40%	>40%	>40%

La regulación del voltaje de salida de los inversores se la efectúa mediante operaciones PWM, ya que la tensión de entrada al inversor en DC varía constantemente. En algunos inversores se regula la tensión de salida con la ayuda de transformadores o a su vez regulando la tensión de entrada, es decir antes del inversor.[7]

El funcionamiento general de un inversor está basado en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre generando ondas de pulso variables esto quiere decir que en cuanto más pulsos tengamos, hay menor distorsión armónica y a su vez mayor proximidad a la onda sinusoidal.

⁶⁵ Fuente: Handbook of Photovoltaic Science and Engineering (72)

2.3.4.2 Configuración de los inversores

Entre los semiconductores de potencia más comunes y utilizados en la elaboración de inversores de alta confiabilidad tenemos los tiristores (SCR y GTO), y los transistores de potencia (Mosfet's e IGBT).

A mayor frecuencia de conmutación se obtiene una onda de salida mucho más cercana a la sinusoidal donde casi no hay armónicos y existe un rango mayor en factores de potencia, eliminando de esta manera los filtrados a la salida de los inversores, esto siempre tiende a encarecer el proyecto.

La operación básica de estos semiconductores se basa en que cuando se les aplica un pulso o tensión en la puerta permiten el flujo de corriente del ánodo al cátodo. La diferencia entre unos y otros es la corriente y voltaje de trabajo, y a su vez el tiempo de interrupción.

Los GTO están en la capacidad de alcanzar frecuencias de 10^3 Hz y potencias de 10^9 W, los IGBT frecuencias de 10^5 Hz y potencias de 10^6 W y por último los Mosfet's, frecuencias de 10^8 Hz y potencias de 10^5 W. [20]

Los inversores que se utilizan en aplicaciones fotovoltaicas se dividen en dos grandes grupos, estos son los autoconmutados y los conmutados por la red. Los inversores autoconmutados tienden a funcionar como fuentes de tensión o como fuentes de corriente, contrario a los conmutados por la red que funcionan solo como fuentes de corriente.

Es por esto que los inversores conmutados por la red se los puede utilizar en sistemas conectados a la red y los inversores autoconmutados se los usa en aplicaciones autónomas y en aplicaciones conectadas a la red.

Tabla 2.5: Características principales de los semiconductores usados en inversores⁶⁶

	Tiristor o Silicon Controlled Rectifier (SCR)	Gate turnoff thyristor (GTO)	Transistor bipolar	Mosfet de potencia	Insulated Gate bipolar transistor (IGBT)
Voltaje	3000	3000	1000	1000	1000
Corriente	10000	1000	200	100	300
Tiempo de conmutación	20 us	20 us	1 us	100 ns	200-600 ns
Potencia	> 1 MW	20 Kw-1Mw	20 Kw-1Mw	20 kw	300 kw

Los inversores son capaces de conectarse a un sistema de baterías o bancos de baterías donde existe una tensión definida como es el caso de los inversores autónomos o a su vez conectarse directamente al generador fotovoltaico como es el caso de los inversores de conexión a red donde el rango de variación de tensión de ingreso es mayor.

Por el alto costo de instalación inicial en sistemas fotovoltaicos deben ser de muy alto rendimiento y de muy alta confiabilidad ya que en instalaciones autónomas puede resultar muy costosa alguna reparación por más pequeña que fuere.

Aunque los inversores de IGBT posean un rendimiento menor en comparación al resto, todos los inversores deberán estar por sobre el 90% de rendimiento, siendo un

⁶⁶ Fuente: CIEMAT, Sistemas fotovoltaicos. (41)

estándar el 94% un índice normal (cuando se habla de inversores de onda sinusoidal, 60% en inversores de onda cuadrada).

El rendimiento de los inversores tiende a variar acorde a la potencia generada. En la actualidad y con la presencia de nuevas tecnologías el rendimiento puede estar entre el 85 y el 10% de la potencia nominal. En el caso de potencias inductivas, al tener el desfase entre voltaje y corriente se disminuye el factor de potencia y con esto la potencia que se entregue a estas cargas podrá sufrir un decremento del 10 al 30% o en casos un decremento mayor.[28]

Entre las características principales de un inversor están las siguientes:

- Voltaje y corriente de entrada/salida.
- Forma de onda de salida.
- Límites de voltaje de entrada (normalmente funcionan a 12 o 24 v).
- Potencia de salida (nominal de consumo).
- Distorsión armónica total (TDH). Mientras menor, mejor.
- Regulación de tensión de salida. Debe ser independiente de la tensión de entrada y de consumo.
- Bajo autoconsumo.
- Alto rendimiento.
- Regulación de la frecuencia de salida.
- Facilidad de reparación y mantenimientos.
- Potencia de salida. Referida como potencia de consumo con continuidad.
- Capacidad en la sobrecarga, importante para inversores que son utilizados en arranques de sistemas inductivos, es decir donde se utilicen motores ya que la corriente de encendido tiende a ser de 3 a 4 veces en el arranque.
- Operabilidad en paralelo, esto ya que en casos es necesario aumentar la potencia de consumo y para esto se necesita aumentar ya sea paneles o la capacidad de las baterías. Esta operación en sistemas de inversores autónomos

requiere el sistema “maestro esclavo” ya que se debe sincronizar correctamente las ondas de tensión generadas por los distintos inversores.

2.3.4.3 Rendimiento

Al hablar de rendimientos se puede decir que los inversores son como todos los dispositivos eléctricos y electrónicos ya que no poseen un rendimiento intrínseco, es más, estos han venido evolucionando favorablemente gracias al desarrollo de la tecnología. En inversores autónomos el rendimiento DC/AC depende de la carga que se le instale, es decir que se puede establecer una dependencia del rendimiento en función del factor de potencia de la carga.

Para poder saber de manera más concreta el rendimiento de un inversor se utiliza la “curva de rendimiento”, en ella se puede visualizar de manera correcta los decaimientos en la eficiencia por decaimientos en la carga o a su vez los incrementos en la eficiencia por incrementos en la carga. La curva de eficiencia cae rápidamente para potencias pequeñas.[31]

Para realizar un buen dimensionamiento del sistema, es necesario tener una base de datos de los puntos de trabajo del inversor y con esto poder determinar en qué punto está trabajando la mayor parte del tiempo. [32]

La curva de rendimientos de sistemas inductivos es diferente a cargas netamente resistivas ya que la corriente y el voltaje no se encuentran en fase, aquí es donde aparece el factor de potencia afectando la potencia activa entregada en un 10, 20 o hasta 30%.

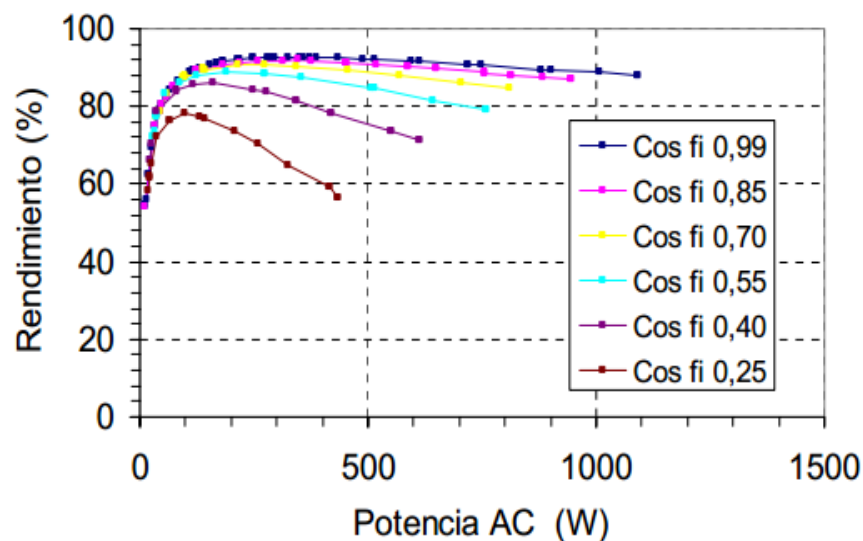


Figura 2.39: Forma de onda típica de un inversor autónomo en función del factor de potencia $\cos \phi$.⁶⁷

A pesar de todas las características antes mencionadas están también una serie de cualidades que deben tener los inversores para su mayor eficiencia. Tomando en cuenta que los inversores pueden trabajar de manera autónoma o conectada a la red, podemos decir que deben cumplir con las siguientes exigencias:

- Regular el voltaje y la frecuencia de salida
- Operar con diversos voltajes DC de ingreso
- Entregar potencia AC a las cargas conectadas con una confiabilidad aceptable
- Poseer autoprotecciones y seguridad para el usuario
- Operar en diferentes posibilidades de clima
- Realizar seguimiento del punto de máxima potencia si está conectado directo al generador fotovoltaico.
- Satisfacer las necesidades que exige la conexión a la red

⁶⁷ Fuente: CIEMAT, Sistemas fotovoltaicos. (43)

Con el transcurso de los años los dos principales problemas en la utilización de inversores han sido la confiabilidad y los costos, para esto con la evolución de la tecnología se han desarrollado prototipos con el aumento en calidad y disminución en costos, además se ha desarrollado también el tema de la potencia entregada ya que en la actualidad podemos encontrar inversores de >650 Kw en una sola unidad.[31]

2.3.4.4 Inversores fotovoltaicos autónomos

- Este tipo de inversores comúnmente trabajan conectados a un sistema de baterías, con el propósito de dar suministro a las cargas de AC conectadas al sistema. Entre las cosas que se debe tomar en cuenta para elegir un inversor de un sistema autónomo tenemos las siguientes:
- Posibilidad de soportar diferentes rangos de variación en la tensión de entrada.
- Estabilidad del voltaje en la salida
- Ausencia AC en la entrada del inversor,
- Rendimiento del inversor sea cual fuere el factor de potencia (el rendimiento decae a medida que aumenta el factor de potencia de las cargas instaladas.)
- Poca distorsión armónica ya que algunas cargas no operan de manera correcta con ondas sinusoidales con buena cantidad de armónicos.
- Capacidad de sobre potencia. Esto ya que existen cargas inductivas (motores), que experimentan grandes subidas de corriente en el arranque.
- Protecciones incorporadas

Hoy en día es normal encontrar un regulador de carga en los inversores ya que se pueda desconectar el consumo a determinado a determinado nivel de carga. El nivel de carga se lo determina en base al voltaje que nos entregan las baterías.

También es común encontrar en los inversores autónomos una serie de indicadores visuales donde nos indican diferentes parámetros de operación del sistema como contadores de amperio-hora, tensión de batería, estados de carga, consumos.

Los inversores deben tener una vida útil larga para evitar al propietario el costo en mantenimientos continuos o a su vez el costo en cambios de equipos. Para esto también es necesario que el equipamiento se encuentre en un lugar aislado libre de humedades, insectos o basuras que puedan dañar o afectar el buen rendimiento de los equipos.

2.3.4.5 Inversores conectados a la red

Los Inversores que son utilizados para sistemas conectados a la red se caracterizan por operar directamente conectados al generador fotovoltaico, transformar el voltaje DC en AC y luego transferirlo a la red. Además estos están obligados a trabajar con el máximo rendimiento, es decir con un elevado factor de potencia, con una baja distorsión armónica y bajas interferencias electromagnéticas, adicional que deben cumplir varias especificaciones de seguridad tanto para el usuario como para el sistema de la red eléctrica y para los equipos.

Dentro de los requerimientos de la red eléctrica a la que el inversor se va a conectar están una serie de parámetros a ser cumplidos, entre estos podemos citar que debe operar con unos márgenes estrictos en rangos de frecuencia y de voltaje, así como también no debe afectar la distorsión armónica de la red. En cuanto a la distorsión de la onda de la red este debe satisfacer las normativas vigentes que nos dicen que para corrientes no debe sobrepasar un 5% en distorsión y en voltajes un 2% en distorsión.

Normalmente la distorsión armónica de la corriente basa su forma en el aumento o disminución de la carga, es decir aumenta cuando disminuye la potencia de operación. Los inversores con conexión a la red deben cumplir con un requerimiento importante como es el aislamiento galvánico entre la red y el sistema fotovoltaico. Esto se lo puede cumplir mediante la instalación de transformadores de baja frecuencia (LF) o mediante transformadores de alta frecuencia (HF).[33]

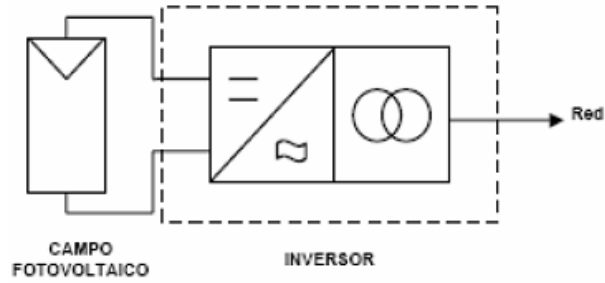


Figura 2.40: Estructura de un inversor con aislamiento galvánico con baja frecuencia.⁶⁸

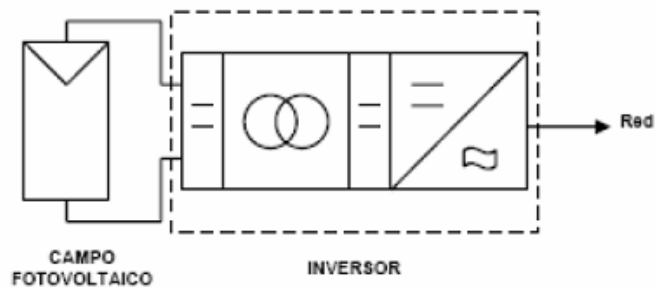


Figura 2.41: Estructura de un inversor con aislamiento galvánico con alta frecuencia.⁶⁹

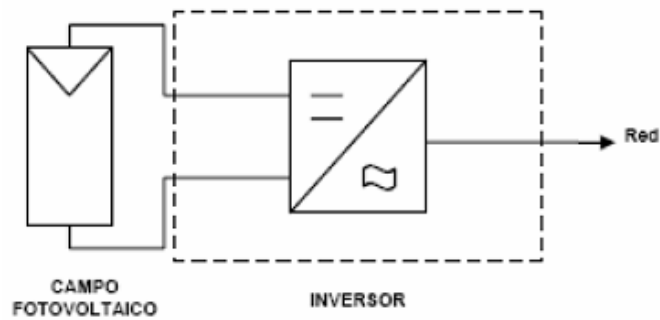


Figura 2.42: Estructura de un inversor sin aislamiento galvánico⁷⁰

El aislamiento galvánico va a presentar una influencia significativa, no únicamente en el rendimiento de los inversores sino también en su peso, ya que los inversores con LF

⁶⁸ Fuente: Análisis comparativo de inversores conectados a la red-Ormaechea Clara (65)

⁶⁹ Fuente: Análisis comparativo de inversores conectados a la red-Ormaechea Clara (65)

⁷⁰ Fuente: Análisis comparativo de inversores conectados a la red-Ormaechea Clara (65)

son más pesados que los que tienen HF adicional de su complejidad en la instalación. Los inversores que cuenten con un aislamiento galvánico de LF podrán llegar a un rendimiento del 92% y los que cuenten con un aislamiento galvánico de HF podrán llegar a cumplir con un rendimiento del 94%.

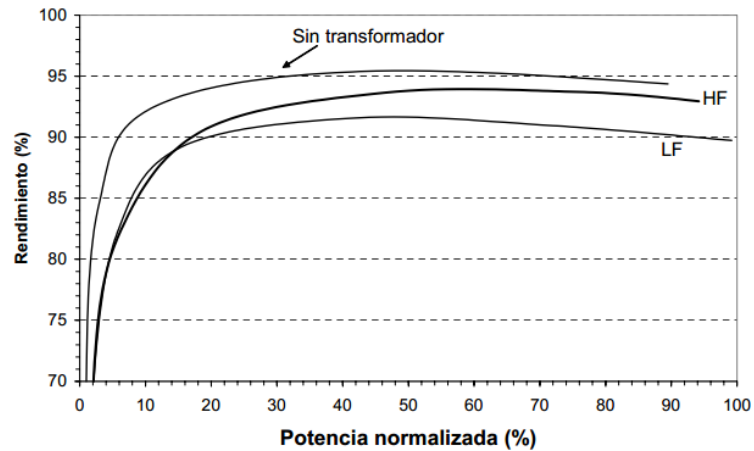


Figura 2.43: Rendimiento del inversor acorde a la protección galvánica⁷¹

Los inversores conectados a la red también deberán estar equipados con un sistema de desconexión automático, esto cuando la empresa suministradora desconecte algún tramo de la red y que dentro de este se encuentre trabajando un sistema fotovoltaico conectado. [5]El inversor debe ser capaz de conectarse automáticamente a la red luego que se haya detectado que el suministro entregado sea el normalizado.[34]

De acuerdo a las configuraciones del sistema los inversores se pueden clasificar de la siguiente forma:

- **Inversores centrales:** Podemos encontrar en la instalación fotovoltaica un único inversor que por lo general es trifásico y de altas potencias.

⁷¹ Fuente: CIEMAT, Sistemas fotovoltaicos. (59)

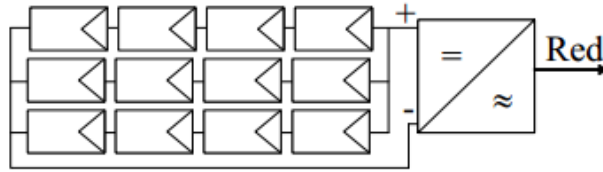


Figura 2.44: Esquema de un inversor central⁷²

- **Inversores Modulares:** También llamados “string inverters”, estos generalmente son monofásicos y sus potencias están entre los 1 y 5 KW.

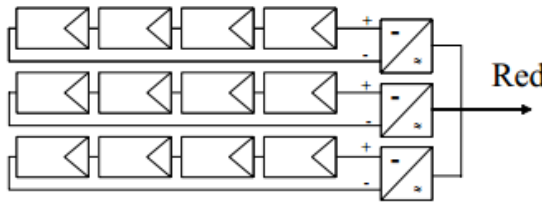


Figura 2.45: Esquema de un inversor modular.⁷³

- **Inversores integrados en módulos FV o AC:** El inversor está ubicado en la caja de conexiones o puede adherirse a un panel FV.

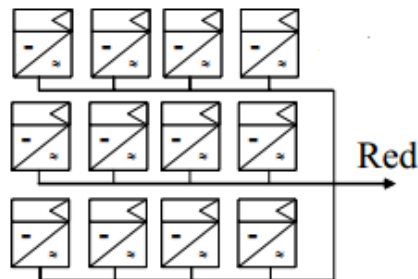


Figura 2.46: Esquema de un inversor integrado en módulos FV⁷⁴

⁷² Fuente: Análisis comparativo de inversores conectados a la red-Ormaechea Clara (66)

⁷³ Fuente: Análisis comparativo de inversores conectados a la red-Ormaechea Clara (75)

⁷⁴ Fuente: Análisis comparativo de inversores conectados a la red-Ormaechea Clara (76)

2.4 Afectación ambiental acorde a las normas técnicas vigentes en el Ecuador

En el Ecuador todo proyecto de generación, transmisión y distribución en el sector Eléctrico deberá respetar lo estipulado en la legislación nacional para poner a cabo todos los Convenios y Acuerdos Internacionales suscritos por el Estado Ecuatoriano. Es importante señalar, que las leyes específicas aplicables a la evaluación de impacto ambiental en el Sector Eléctrico son: la Ley del Sector Eléctrico y la Ley de Gestión Ambiental, esta última establece mecanismos generales y específicos de gestión ambiental y crea la figura de la licencia ambiental como requisito previo a la iniciación de cualquier actividad de riesgo.[31]

El marco Legal Referencial para la implementación de proyectos eléctricos incluye las siguientes normas, leyes y reglamentos:

- Constitución Política del Estado
- Ley Orgánica de la Salud
- Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental
- Ley de Régimen de Sector Eléctrico
- Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre
- Ley de Patrimonio Cultural
- Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica
- Reglamento de Seguridad del Trabajo Contra Riesgos en Instalaciones de Energía Eléctrica
- Manual de Procedimientos para la Evaluación Ambiental de Proyectos y Actividades Eléctricas del CONELEC
- Normas Técnicas Ambientales para la Prevención y Control de la Contaminación
- Ambiental para los Sectores de Infraestructura: Eléctrico, Telecomunicaciones Y

➤ Transporte (Puertos Y Aeropuertos)

Estas leyes, normas, y reglamentos facilitaran el uso correcto del espacio físico público o privado para la elaboración de nuevos proyectos eléctricos, considerando que la energía fotovoltaica es una de las energías que no generan ningún tipo de polución ambiental.

CAPITULO 3

DISEÑO DE UNA MICROCENTRAL FOTOVOLTAICA

3.1 Cálculo de la demanda

Actualmente la necesidad de brindar una calidad de vida óptima a la población que forma parte de una sociedad moderna, ha hecho que se investigue y a la vez que se profundice día a día en la posibilidad de la utilización de energías renovables ya que la misma naturaleza nos brinda esta oportunidad de cambio.

En las zonas rurales y poblados urbano marginales donde se dificulta el ingreso de líneas de transmisión, debe surgir como alternativa primordial el diseño de sistemas donde se utilice energía pura mediante el uso de paneles solares y demás alternativas renovables.

Anteriormente los métodos de generación para este tipo de localidades eran las micro centrales hídricas y los generadores a diésel, siendo posibilidades que después de un tiempo requerían de mantenimientos costosos y contaminaban o dañaban el entorno en su fabricación o en su funcionamiento, sin contar que para las micro centrales se depende del recurso hídrico.[1]

3.1.1. Estudio de cargas

El estudio de estimación de cargas al realizar el diseño de un sistema fotovoltaico se fundamenta en realizar un claro entendimiento en las potencias que cada artefacto o equipo que se conectará al sistema. Los dimensionamientos de los sistemas vendrán dados de acuerdo a las necesidades de los usuarios finales. Se debe considerar que en la actualidad el gran porcentaje de cargas a abastecerse con energía eléctrica vienen diseñadas para un consumo de forma sinusoidal y no con voltajes DC, pero en un futuro

se debería considerar eso ya que se ahorraría una gran cantidad de dinero en la inversión DC/AC o viceversa. Es por eso que este estudio solo se basará en cargas completamente con alimentación AC. Conjuntamente con la potencia de placa de cada uno de los artefactos o equipos, es necesario conocer el tiempo de utilización de estos durante el día para finalmente conocer el valor de energía necesaria para su funcionamiento.

A continuación se detalla un diagrama de flujo donde observa los pasos de modo general a seguir para la implementación de un sistema fotovoltaico.

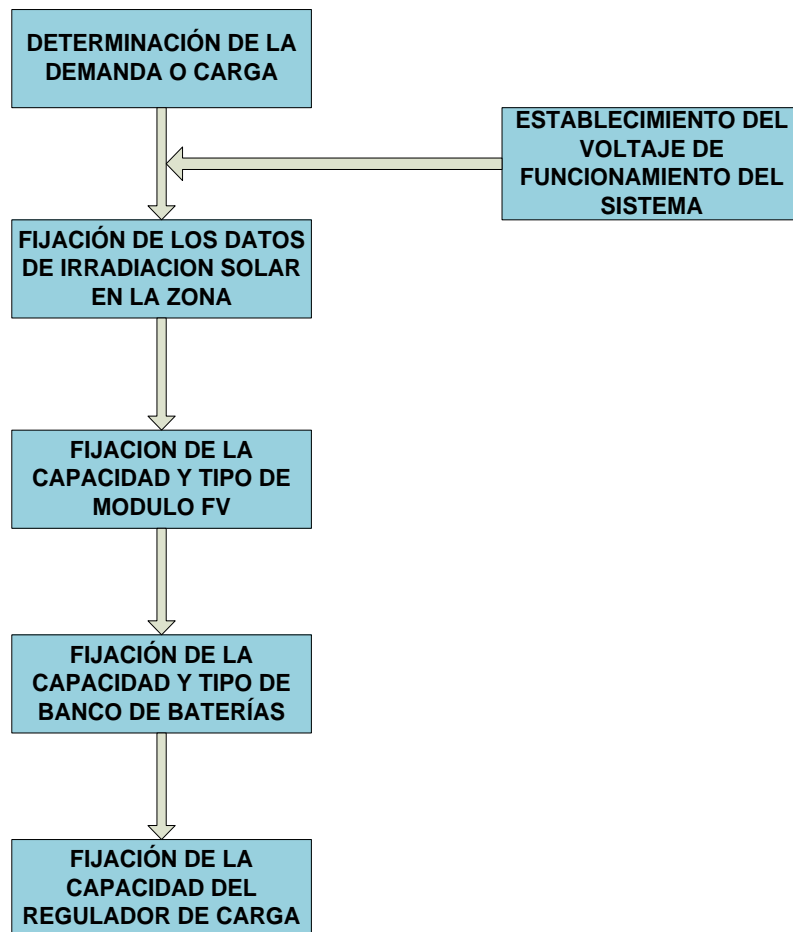


Figura 3.1: Diagrama de flujo para el diseño de un sistema FV aislado⁷⁵

⁷⁵ Fuente: Autoría propia

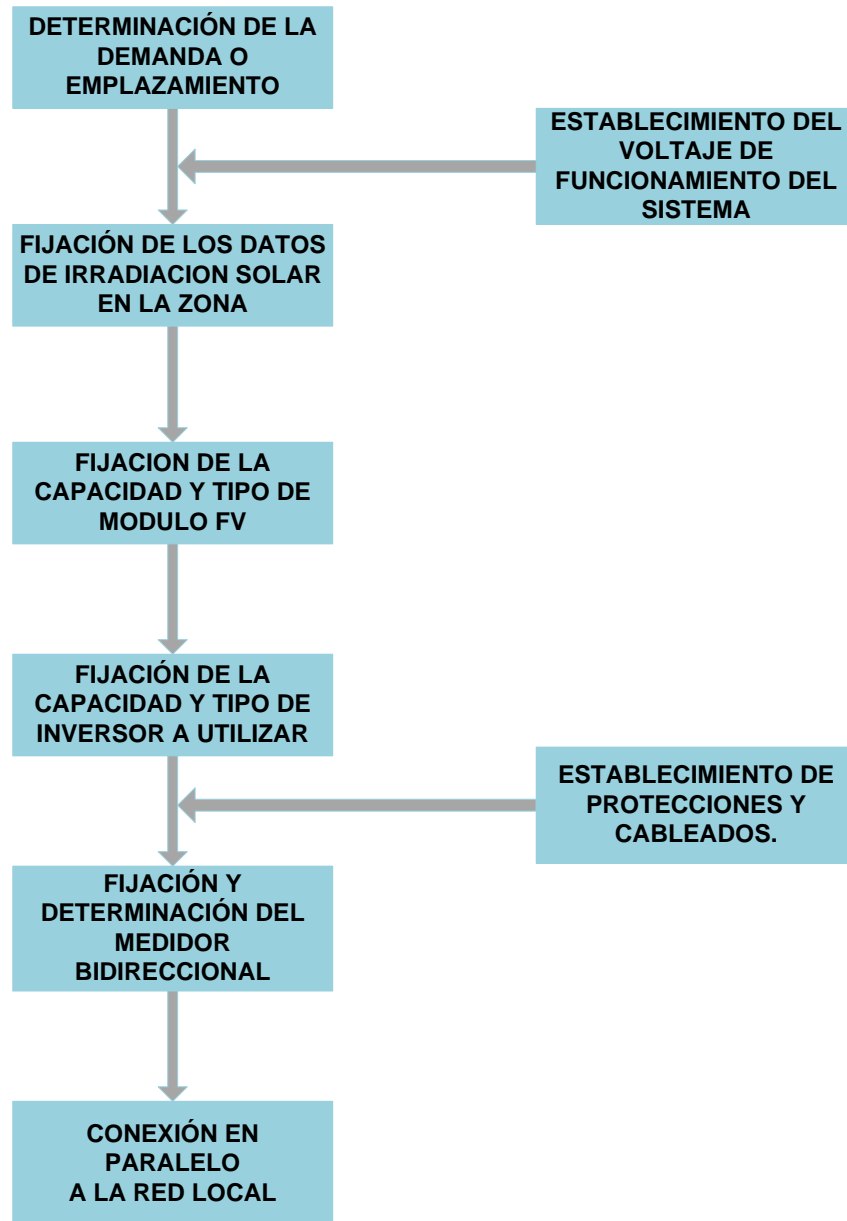


Figura 3. 2: Diagrama de flujo para el diseño de un sistema FV conectado a la red.⁷⁶

El sistema FV necesariamente debe tener una confiabilidad extremadamente alta ya que un sistema viene a ser un conjunto de elementos y el fallo de uno de ellos podría poner en riesgo a los otros miembros que lo componen.

⁷⁶ Fuente: Autoría propia

El método de dimensionamiento se sustenta en el correcto balance de la energía. De ahí podemos decir que:

$$\text{Energía generada} = \text{energía consumida} + \text{perdidas propias del sistema} + \text{acumulación.}$$

Un sistema fotovoltaico es capaz de ser diseñado para satisfacer las necesidades de los usuarios finales tomando en cuenta aspectos de gran importancia como los datos climáticos y la carga que ha de soportar el equipamiento.

Inmediatamente finalizado el diseño y la implementación del sistema, el usuario debe ser instruido y adiestrado para que sea capaz de brindarle un mantenimiento adecuado y a su vez una correcta operación para que prolongue al máximo la vida útil de su equipo instalado.[2]

Los valores de potencias de los equipos o artefactos que van a ser conectados al sistema poseen un valor estandarizado para facilitar el cálculo de demandas, calibres de equipos, conductores y protecciones del sistema.

Entre los dispositivos de carga a ser conectados y que son más comunes tenemos los siguientes con sus respectivas cargas acorde a datos proporcionados por la EEQ, para diseños de estudios de demanda:

Tabla 3.1: Consumos de artefactos típicos en el medio⁷⁷

TABLA DE CONSUMOS ARTEFACTOS TÍPICOS		
ARTEFACTO	Potencia en Vatios	Consumo en kWh
Computadora	300	0,3
Microondas	800	0,8
Minicomponente	100	0,1
Plancha	990	0,99
Televisor	80	0,08
Aspiradora	750	0,75
Cafetera	900	0,9
Luminaria tipo dicroico	23	0,023
Luminaria fluorescente 7w	7	0,007
Luminaria fluorescente 15w	15	0,015
Luminaria fluorescente 20w	20	0,02
Luminaria fluorescente 40w	40	0,04
Luminaria incandescente 40w	40	0,04
Luminaria incandescente 60w	60	0,06
Luminaria incandescente 100w	100	0,1
Lavadora de ropa	520	0,52
Licuadaora	230	0,23
Refrigerador	270	0,27
Secador de cabello	480	0,48

⁷⁷ Tomado de: Realizado por autores, tomado de apéndice A, E.E.Q.

Ahora, para continuar con el diseño es necesario saber el tiempo de utilización de cada uno de estos artefactos, es decir el tiempo (estimado), que se mantenga en uso o encendido para así poder calcular la demanda diaria de la residencia, comercio o industria que va a servir el SF.

Cuando multiplicamos el tiempo de utilización en horas por el consumo propio de cada elemento, se obtiene el consumo diario en Wh/día.

Para la normativa vigente de la E.E.Q, existen 5 tipos de consumidores de acuerdo al consumo que experimente por mes. [3]

Tabla 3.2: Categorización de consumo acorde a EEQ.⁷⁸

CATEGORÍA DE ESTRATO DE CONSUMO	ESCALAS DE CONSUMOS (kWh/mes/cliente)
E	0 – 100
D	101 – 150
C	151 – 250
B	251 - 350
A	351 - 500

Para el diseño de nuevas redes eléctricas de distribución en la ciudad de Quito se debe realizar una serie de procedimientos que están normados por esta misma entidad. Entre los cuales tenemos el cálculo de demanda que viene a representar al consumo global y detallado de cada uno de los usuarios ya sean residenciales, industriales o comerciales. Sin duda como el sistema a ser implementado es un SFV, por costos, espacio físico, disponibilidad del cliente y varios factores más, no se podría utilizar para compensar todos los artefactos o cargas que el usuario necesitara. Es así que se pensó en realizar un

⁷⁸ Fuente: Empresa Eléctrica Quito-Normas para sistemas de distribución

estudio para cargas puntuales como son iluminación y tomacorrientes para usuarios residenciales como comerciales e iluminación estrictamente de oficinas en el caso de un consumidor industrial.

Acorde a la tabla 3.1, se ha desarrollado los siguientes cuadros de estudios de demanda en los formatos exclusivos de la E.E.Q.

Tabla 3.3: Calculo de demanda Residencial tipo A⁷⁹

ÍTEM	EQUIPO ELÉCTRICO			FFUn	CIR	FSn	DMU
	DESCRIPCIÓN	CANT.	Pn (W)	(%)	(W)	(%)	(W)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Puntos de Alumbrado.	35	3500	100	3500	40	1400
2	Aplicques.	2	50	100	50	30	15
3	Ducha.	2	6000	60	3600	30	1080
4	Horno microondas.	1	1000	60	600	30	180
5	Cafetera.	1	600	60	360	30	108
6	Refrigeradora.	1	300	100	300	60	180
7	Batidora.	1	150	100	150	30	45
8	Equipo de sonido.	1	200	100	200	30	60
9	Lavadora	1	400	100	400	30	120
10	Plancha	1	600	100	600	50	300
11	Televisor.	4	1000	100	1000	50	500
12	Secadora de pelo.	1	250	100	250	20	50
13	Aspiradora.	1	400	100	400	20	80
14	Máquina de coser.	1	100	100	100	20	20
15	Computador	2	1000	100	1000	40	400
16	Enceradora.	1	400	100	400	20	80
	TOTALES		15950		12910		4618

Factor de Potencia:	=	0,85	FACTOR DE DEMANDA = DMU/CIR
DMU1 (KVA)	=	5,43	FACTOR DE DEMANDA = 0,36
Ti (%)	=	1,00	
(1+Ti/100) ¹⁰	=	1,10	
DMUp1 (KVA)	=	5,98	

⁷⁹ Fuente: Empresa Eléctrica Quito-Normas para sistemas de distribución

Tabla 3.4: Calculo de demanda Residencial tipo B⁸⁰

ÍTEM	EQUIPO ELÉCTRICO			FFUn	CIR	FSn	DMU
	DESCRIPCIÓN	CANT.	Pn (W)	(%)	(W)	(%)	(W)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Puntos de Alumbrado.	8	800	100	800	40	320
2	Apliques.	0	0	100	0	30	0
3	Ducha.	1	3000	60	1800	30	540
4	Horno microondas.	1	1000	60	600	30	180
5	Cafetera.	0	0	60	0	30	0
6	Refrigeradora.	1	300	100	300	60	180
7	Batidora.	0	0	100	0	30	0
8	Equipo de sonido.	1	200	100	200	30	60
9	Lavadora	1	400	100	400	30	120
10	Plancha	1	600	100	600	50	300
11	Televisor.	2	500	100	500	50	250
12	Secadora de pelo.	0	0	100	0	20	0
13	Aspiradora.	0	0	100	0	20	0
14	Máquina de coser.	0	0	100	0	20	0
15	Computador	1	500	100	500	40	200
16	Enceradora.	0	0	100	0	20	0
TOTALES			7300		5700		2150

Factor de Potencia:	=	0,85	FACTOR DE DEMANDA =	
DMU1 (KVA)	=	2,53	DMU/CIR	
Ti (%)	=	1,00	FACTOR DE DEMANDA	
(1+Ti/100)^10	=	1,10	=	0,38
DMUp1 (KVA)	=	2,78		

⁸⁰ Fuente: Empresa Eléctrica Quito-Normas para sistemas de distribución

Tabla 3. 5: Calculo de demanda local comercial ⁸¹

ÍTEM	EQUIPO ELÉCTRICO			FFUn	CIR	FSn	DMU
	DESCRIPCIÓN	CANT.	Pn (W)	(%)	(W)	(%)	(W)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Puntos de Alumbrado.	3	300	100	300	40	120
2	Apliques.	0	0	100	0	30	0
3	Ducha.	0	0	60	0	30	0
4	Horno microondas.	1	1000	60	600	30	180
5	Cafetera.	0	0	60	0	30	0
6	Refrigeradora.	1	300	100	300	60	180
7	Batidora.	0	0	100	0	30	0
8	Equipo de sonido.	0	0	100	0	30	0
9	Lavadora	0	0	100	0	30	0
10	Plancha	0	0	100	0	50	0
11	Televisor.	1	250	100	250	50	125
12	Secadora de pelo.	0	0	100	0	20	0
13	Aspiradora.	0	0	100	0	20	0
14	Máquina de coser.	0	0	100	0	20	0
15	Computador	1	500	100	500	40	200
16	Enceradora.	0	0	100	0	20	0
	TOTALES		2350		1950		805

Factor de Potencia: = 0,85
 DMU1 (KVA) = 0,95
 Ti (%) = 1,00
 (1+Ti/100)^10 = 1,10
 DMUp1 (KVA) = 1,04

FACTOR DE DEMANDA =
 DMU/CIR
 FACTOR DE DEMANDA
 = 0,41

⁸¹ Fuente: Empresa Eléctrica Quito-Normas para sistemas de distribución

Tabla 3.6: Calculo de demanda Oficinas sector industrial ⁸²

ÍTEM	EQUIPO ELÉCTRICO			FFUn	CIR	FSn	DMU
	DESCRIPCIÓN	CANT.	Pn (W)	(%)	(W)	(%)	(W)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Puntos de Alumbrado.	20	2000	100	2000	40	800
2	Apliques.	0	0	100	0	30	0
3	Ducha.	0	0	60	0	30	0
4	Horno microondas.	1	1000	60	600	30	180
5	Cafetera.	1	600	60	360	30	108
6	Refrigeradora.	1	300	100	300	60	180
7	Batidora.	0	0	100	0	30	0
8	Equipo de sonido.	0	0	100	0	30	0
9	Lavadora	0	0	100	0	30	0
10	Plancha	0	0	100	0	50	0
11	Televisor.	0	0	100	0	50	0
12	Secadora de pelo.	0	0	100	0	20	0
13	Aspiradora.	0	0	100	0	20	0
14	Máquina de coser.	0	0	100	0	20	0
15	Computador	6	3000	100	3000	40	1200
16	Enceradora.	0	0	100	0	20	0
	TOTALES		6900		6260		2468

Factor de Potencia: = 0,85
 DMU1 (KVA) = 2,90
 Ti (%) = 1,00
 (1+Ti/100)^10 = 1,10
 DMUp1 (KVA) = 3,19

FACTOR DE DEMANDA =
 DMU/CIR
 FACTOR DE DEMANDA
 = 0,39

⁸² Tomado de: Empresa Eléctrica Quito-Normas para sistemas de distribución

3.2 Datos de irradiación solar

En el análisis realizado anteriormente respecto a la radiación solar, se determinó que el tipo de irradiación solar que influye de manera directa para la explotación de energía fotovoltaica es la DIRECTA, es por eso que se ha tomado los datos que nos entrega el portal web de LA NASA y los datos del Atlas Solar del CONELEC, para determinar los valores reales en la ciudad de Quito.



ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Insolación del Ecuador medida en Wh-m2/día

Sistema de Coordenadas Geográficas-WGS84

LONGITUD: 78.6 grad 31 min 30 seg OESTE

LATITUD: 00 grad 13 min 47 seg SUR

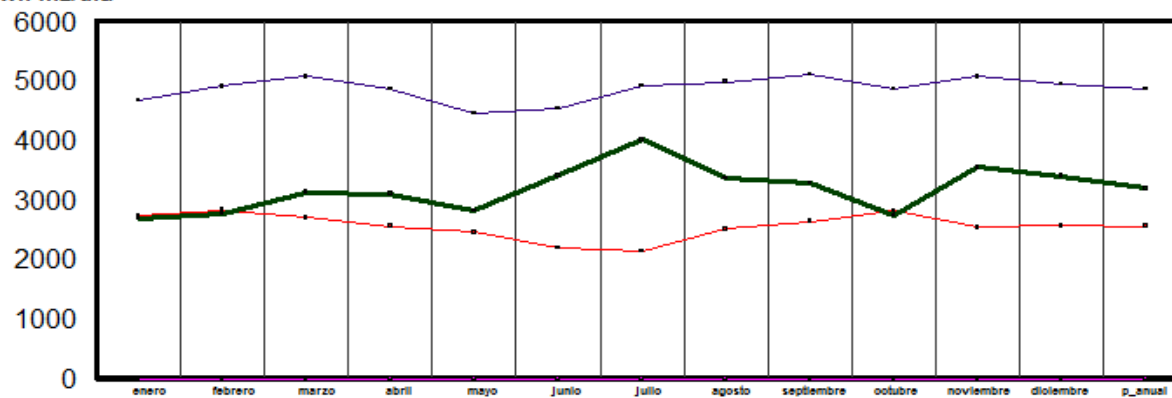
Sistema de Coordenadas UTM-WGS84

Este: 708.952,00

Norte: 9.975.088,00

	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	p_anual
difusa	2.741,49	2.830,97	2.700,29	2.561,81	2.457,43	2.189,67	2.144,19	2.514,49	2.637,21	2.807,54	2.536,71	2.566,75	2.557,38
directa	2.695,54	2.778,60	3.127,68	3.097,27	2.820,97	3.413,18	4.012,16	3.363,54	3.277,70	2.740,09	3.546,32	3.398,26	3.189,28
global	4.670,60	4.909,34	5.071,80	4.864,71	4.456,74	4.534,28	4.913,70	4.976,94	5.103,85	4.860,46	5.072,62	4.940,34	4.864,62

wh-m2/día



■ Insolación Difusa
■ Insolación Directa
■ Insolación Global



Corporación para la Investigación Energética

Según los datos entregados por el Conelec en su atlas de insolación, y que se presentan en la figura 3.1, en Quito, durante el transcurso del año se tiene un promedio de irradiación de 2.565 kWh/m^2 , mismo que se lo puede visualizar en la figura anterior.

A su vez el promedio de irradiación directa es de 3.18 y la irradiación global es de 4.86.

En el portal de La Nasa se puede visualizar un promedio de los últimos 22 años que inciden sobre cualquier lugar de la Tierra. Se debe tomar en cuenta también datos que se entrega en la misma web referente a la velocidad del viento y la temperatura analizada a diferentes valores de metros sobre la superficie dependiendo de las coordenadas ingresadas.

Utilizando los mismos datos del portal de La Nasa se podría llegar a la conclusión de que Quito posee una cifra de insolación alta respecto a otras ciudades de la zona, por ejemplo en la ciudad de Bogotá tienen un promedio diario de 5.78 kWh/m^2 , en Caracas un promedio de 6.24 kWh/m^2 y en Quito un promedio de 5.46 kWh/m^2 . [4]

3.3 Determinación de cantidad de paneles solares y banco de baterías.

Para analizar la cantidad de paneles fotovoltaicos que se utilizarán en cualquier arreglo, es necesario conocer los datos del número de horas pico solar con una irradiación de 1000 W/m^2 , ya que este es el equivalente a la radiación total diaria.

En el Ecuador los datos de heliofanía son proporcionados por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI).

Se conoce como heliofanía al brillo solar o la cantidad de horas de sol, es medida por el heliofanógrafo, que es el aparato de medida que recibe y cuantifica la radiación solar directa. Debido a la cantidad de nubosidad, dependiendo del lugar, la medida que se expresa en este instrumento de medida es la radiación solar difusa.

En la tabla 3.7 se detalla lo anterior mencionado.

Tabla 3.7: Promedio de heliofanía mensual ⁸³

TABLA DE DATOS DE HELIOFANÍA			
MES	DÍAS DEL MES	HELIOFANÍA/HORAS	HORAS PICO DE SOL
ENERO	31	134,6	4,34
FEBRERO	28	102,4	3,66
MARZO	31	82,9	2,87
ABRIL	30	126,1	4,2
MAYO	31	129,4	4,17
JUNIO	30	177,9	5,93
JULIO	31	168,6	5,44
AGOSTO	31	157	5,06
SEPTIEMBRE	30	164,2	5,47
OCTUBRE	31	147	4,74
NOVIEMBRE	30	129,5	4,32
DICIEMBRE	31	150,8	4,86
		Promedio =	4,59

Para iniciar el cálculo de radiación y especialmente si es una superficie inclinada con irregularidades en su superficie, se debe utilizar la siguiente ecuación:

$$R_{\alpha} = R_o * K_{\alpha} \quad (3.1)$$

Donde:

“R_α = Valor medio mensual de radiación diaria incidente sobre el plano fotovoltaico

⁸³ Fuente: INAMHI, horas de heliofanía de Quito

R_o = Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre la superficie horizontal
(Kwh/m²)

α = valor del ángulo de inclinación del módulo respecto a la horizontal.

k = valor adimensional dependiente de la latitud de la zona. ”⁸⁴

3.3.1 Cálculo del voltaje del sistema.

Acorde a nuestra actualidad el voltaje a ser tomado en cuenta es 110 V AC, con una frecuencia de 60 HZ ya que todos los artefactos a ser conectados a la salida del inversor trabajarán con este nivel de voltaje y con este valor de frecuencia. Se debe considerar la posibilidad de que para potencias mayores a los 5 KW el diseñador utilice un inversor trifásico para reducir costos de cableados, protecciones. También es necesario estudiar la zona donde se va a instalar el sistema porque no en todas partes del territorio de la ciudad se encuentran redes trifásicas y sería un limitante en el caso de desarrollar un sistema fotovoltaico conectado a la red.

3.3.2 Inclinación y orientación del panel fotovoltaico

La determinación del ángulo de inclinación, nos permitirá analizar de mejor manera la ubicación y distanciamiento de los paneles solares para maximizar el área de ubicación . Entre los tipos de inclinación se pueden elegir: plano inclinado fijo, orientación simple o doble, orientación con seguimiento de luz en uno o dos ejes, entre otras. Dicha información indica el factor de transposición, el porcentaje de pérdidas y la radiación disponible en el panel.

⁸⁴ Fuente: Gielberto Perez Harper, instalaciones eléctricas domésticas convencionales y fotovoltaicas Mexico, Limusa, (378)

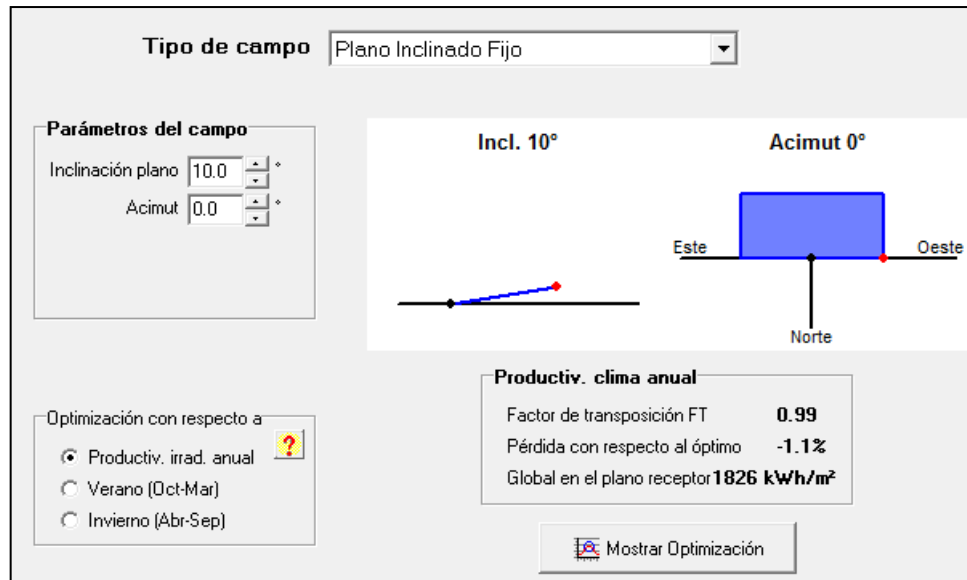


Figura 3. 3: Angulo de inclinación 10°. ⁸⁵

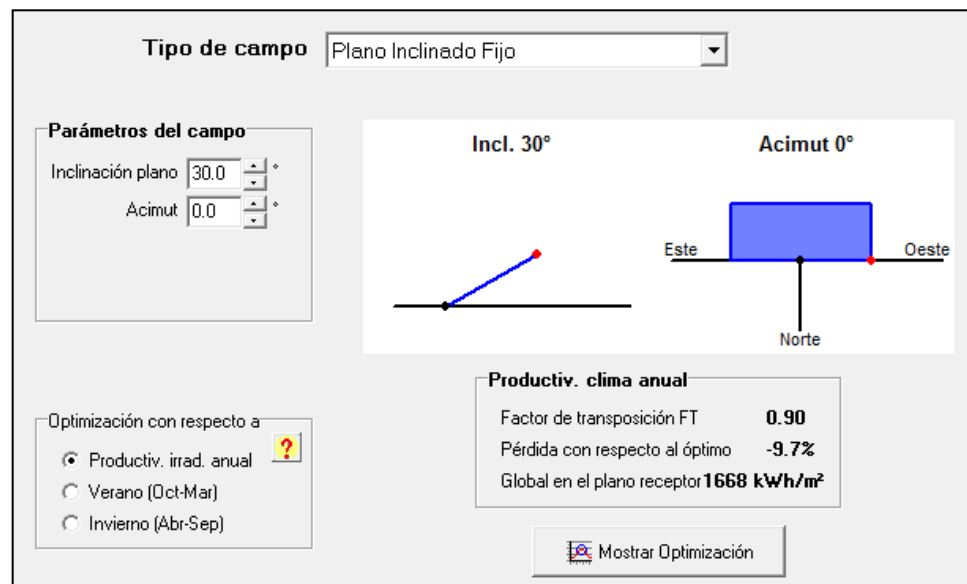


Figura 3 4: Angulo de inclinación 30°. ⁸⁶

⁸⁵ Fuente: Software PVSyst

⁸⁶ Fuente: Software PVSyst

Como se puede observar, al inclinar más los paneles hasta llegar a un ángulo de 30° , las pérdidas en la productividad del aprovechamiento de la irradiación anual aumentan hasta casi un 10%, mientras que con una inclinación de 10° las pérdidas son del 1%, por lo que el ángulo de inclinación de los paneles solares debe ser el menor posible. Por lo que se seleccionó un plano inclinado fijo, con ángulo Beta de 10° y Acimut de 0° .

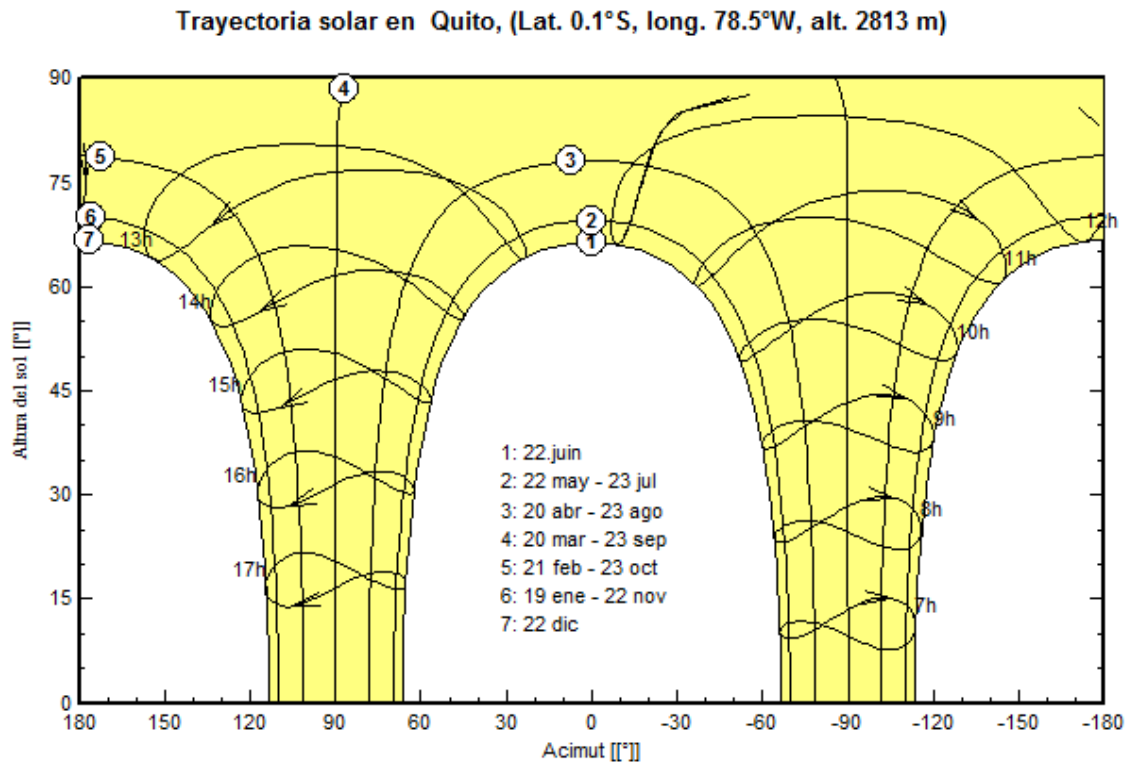


Figura 3 5: Angulo de inclinación 30° .⁸⁷

⁸⁷ Fuente: Software PVSyst

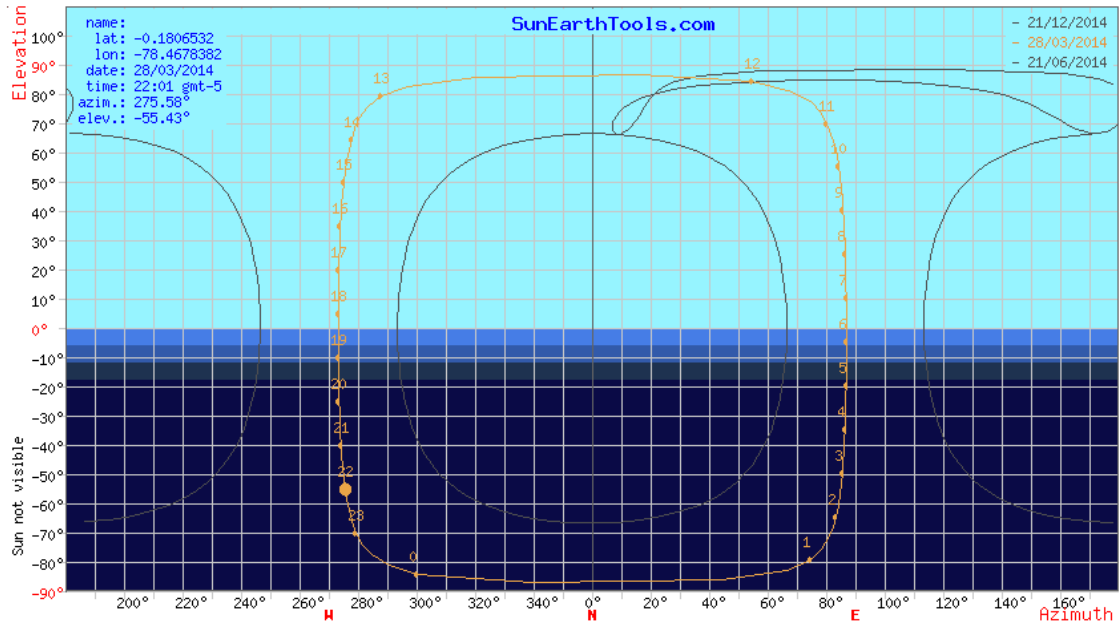


Figura 3 6: Angulo de inclinación 30°. ⁸⁸

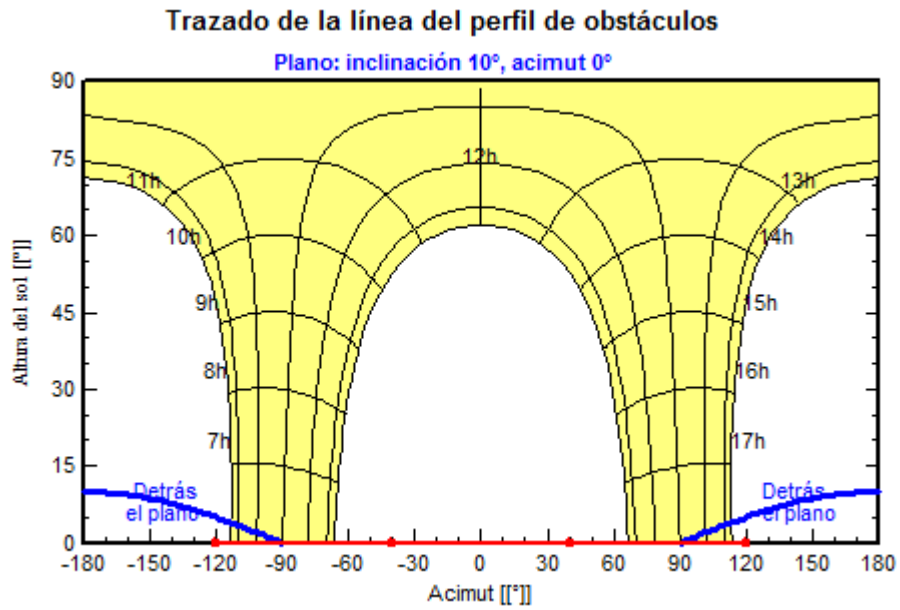


Figura 3 7: Trazado de la línea del perfil de obstáculos. ⁸⁹

⁸⁸ Fuente: http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php#annual

⁸⁹ Fuente: Software PVSyst

3.3.2.1 Cálculo de la distancia entre módulos.

El cálculo de la distancia entre módulos fotovoltaicos viene a ser parte fundamental en el diseño del sistema de generación. Las distancias entre ellos, los ángulos de inclinación y las alturas a colocarse cumplen un rol importante ya que de esto depende si se podría producir una interrupción de la irradiación entre ellos. Es importante tomar en cuenta que el movimiento natural de la Tierra, genera en ciertas horas del día sombra en un lado y en otras horas genera sombra para otros lados, es por eso que se debe tener cuidado de no obstaculizar el trabajo de un panel con la sombra del otro. La figura 3.3 nos muestra la correcta ubicación de los paneles a ser instalados.[5]

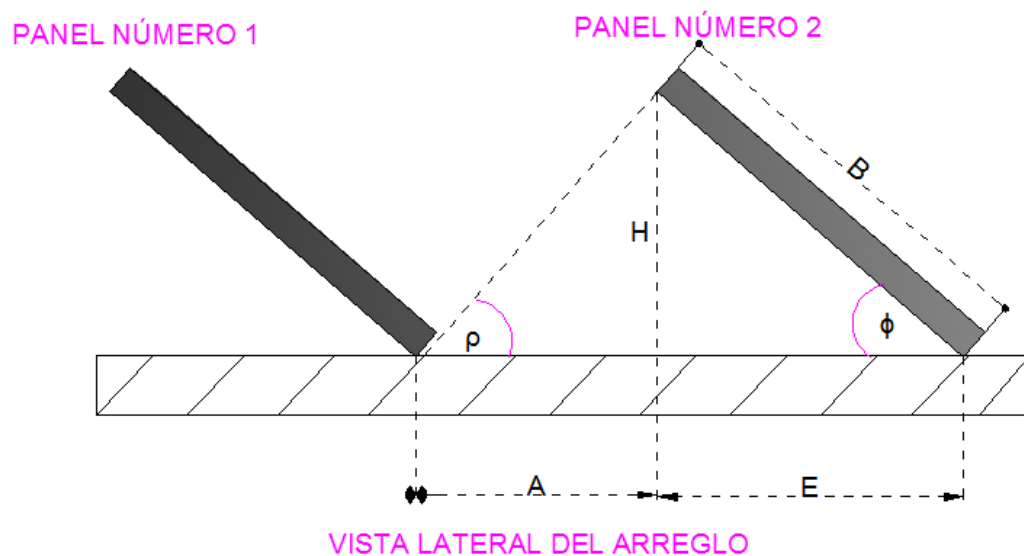


Figura 3 8: Esquema distancia entre módulos fotovoltaicos.⁹⁰

Donde:

B : Longitud del módulo fotovoltaico

ϕ : Ángulo de inclinación del panel solar

ρ : Ángulo de sombra respecto al eje horizontal

⁹⁰ Fuente: Bayod, Angel A. Sistemas Fotovoltaicos (176)

Para calcular la distancia mínima entre los paneles a ser instalados se debe considerar la suma de las distancias entre la longitud del primer módulo (E) y la segunda que es la sombra que proyecta (A).

Es así que desglosando para encontrar la distancia mínima podemos obtener lo siguiente:

$$H = B \times \text{sen } \phi \quad (1)$$

$$E = B \times \text{cos } \phi \quad (2)$$

$$A = \frac{H}{\text{Tg } \rho} \quad (3)$$

(1) en (3):

$$A = \frac{B \times \text{sen } \phi}{\text{Tg } \rho} \quad (4)$$

Entonces:

$$\text{Distancia mínima} = B \times \text{cos } \phi + \frac{B \times \text{sen } \phi}{\text{Tg } \rho}$$

$$\text{Distancia mínima} = B \left(\text{cos } \phi + \frac{\text{sen } \phi}{\text{Tg } \rho} \right) \quad (3.2)$$

Para el desarrollo de esa fórmula es necesario calcular el ángulo ρ , y este se lo encuentra gracias a la fórmula siguiente:

$$\rho = (90 - \text{lat}) - \delta \quad (3.3)$$

Donde:

lat : lugar donde se realizará la instalación.

δ : Declinación solar, se debe tomar en cuenta el día más desfavorable.

La estructura que soporte a los paneles solares deberá cumplir con ciertas normativas para que estas se ajusten a las condiciones climáticas del lugar, así como también a la forma e irregularidades del terreno donde se vaya a implementar este sistema.

El diseño de los soportes necesariamente deben estar planificados para que soporten las constantes dilataciones térmicas por la exposición a los cambios climáticos, sin que estos transmitan cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos o sus componentes, ni tampoco deberán contar con un número por debajo de lo sugerido por los fabricantes de sujetadores, con el fin de que se soporte el peso y permita solamente las flexiones acordes a los manuales de fabricación.

A continuación se presentan unos modelos de soportes acordes a las normas técnicas y a usos personalizados.[2]





(c)



(d)

Figura 3 9: Diferentes tipos de soportes acordes a las necesidades del usuario (a) Estructura con seguidor solar. (b) Estructura con diseño arquitectónico especializado. (c) Estructura para diferentes localizaciones en el hogar. (d) Estructura para usos personalizados acorde a necesidades.⁹¹

Las medidas y las especificaciones de fabricación podrán variar acorde a las dimensiones establecidas y diseñadas por los diferentes fabricantes de paneles solares en el mundo.

3.3.3 Diseño del emplazamiento del sistema.

Para el diseño de un sistema fotovoltaico es completamente necesario que las condiciones del terreno y de los paneles cumplan con ciertas normas mínimas de

⁹¹ Fuente: <http://www.slideshare.net/Unasur-Energia/estructuras-de-soporte-para-paneles-solares>

construcción y de ejecución. Para esto se debe revisar las disposiciones del fabricante y las disposiciones económicas. Entre las condiciones a cumplir tenemos las siguientes:

- En el caso de que el sistema cuente con un equipo de acumulación se deberá procurar que la ubicación de los paneles se encuentre lo más cercano posible a las baterías para utilizar un cableado con una sección transversal menor y para evitar pérdidas por caídas de tensión y efecto joule.
- Se deberá considerar un espacio donde se encuentren alejados de objetos que puedan causar sombra al sistema y con esto se reduzca la efectividad del mismo tales como edificaciones, postes del sistema eléctrico local u árboles cercanos.[6]

A continuación se detalla un gráfico donde se puede ver y determinar el factor de emplazamiento para sistemas fotovoltaicos.

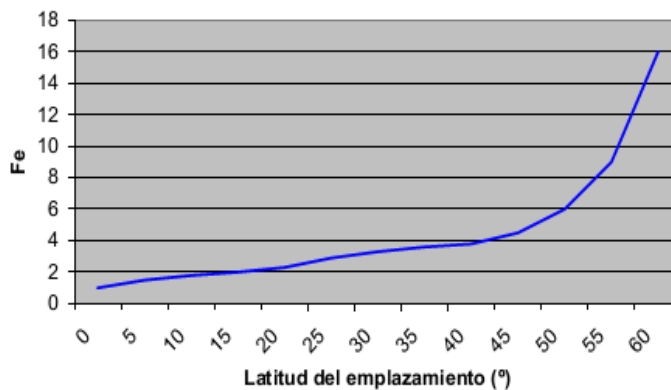


Figura 3 10: Diagrama del factor de espaciamento⁹²

Del gráfico anterior se puede obtener el factor de espaciamento que se deberá utilizar en la siguiente ecuación.

$$D = Fe (Ho - Hm) \quad (3.4)$$

⁹² BRAVO, I, HASELHUHN, R, y HEMMERLE, C.; Instalaciones Fotovoltaicas

Donde:

Fe: Factor de espaciamiento que se lo obtiene de la figura 3.4.

Ho: Especifica la altura del objeto

Hm: Altura acorde al nivel del suelo que se encuentra instalado el sistema

La dirección de los paneles debe ser de tal modo que la cara frontal del dispositivo apunte al sur geográfico en el caso de que el sistema se vaya a instalar en el hemisferio norte, y deberá apuntar hacia el norte en el caso de que el sistema se vaya a instalar en el hemisferio sur.

Al medio día, cuando el sol alcanza el cenit su colocación coincide con el norte o con el sur geográfico, dependiendo de la localización del sistema instalado.[2]

Para determinar la inclinación de los paneles solares en el sistema con la que se va a aprovechar la mayor cantidad de irradiación solar, tiende a variar de acuerdo a la latitud del emplazamiento y se lo observa en el siguiente cuadro:

Tabla 3.8: Inclinación de los paneles fotovoltaicos de acuerdo a su latitud⁹³

Latitud	Ángulo de inclinación máximo
0°-5°	0-10°
6°-20°	Latitud local + 5°
21°-45°	Latitud local + 10°
46°-65°	Latitud local + 15°
66°-75°	80°

En Ecuador, el territorio nacional se encuentra entre los 5° S y los 2° N de latitud, por este motivo los módulos se instalarán con una inclinación máxima de 10° en cualquier punto del mismo.

⁹³ BRAVO, I, HASELHUHN, R, y HEMMERLE, C.; Instalaciones Fotovoltaicas

3.3.4 Elección del módulo fotovoltaico.

Para la elección del módulo fotovoltaico se debe hacer una relación costo-rendimiento efectiva tomando en cuenta los catálogos y normativas de cada uno de los fabricantes que existen en el mercado hoy en día.

La cantidad idónea del sistema es escogida acorde a la corriente pico de la carga que maneje el sistema. Esto se lo puede obtener de la estimación de cargas o del estudio de carga realizado en las tablas de la EEQ. La medida viene dada por el valor de amperios-hora (A/h), dividido para el menor valor del mes de radiación solar global que incide en el emplazamiento del proyecto. Posterior este dato se lo divide para el valor de la corriente pico de los módulos, y con esto se obtiene la cantidad de paneles necesarios para alimentar el sistema.

Conociendo las dimensiones del panel a instalarse y la superficie útil que tenemos se procede a hacer el cálculo para la determinación de cantidad de paneles. Para la determinación de las filas del sistema se necesita aplicar la siguiente fórmula.

$$Filas = \frac{\text{Longitud del área disponible}}{\text{longitud del panel a instalarse}} \quad (3.5)$$

$$Ancho a usar = \frac{\text{Ancho del área disponible}}{\text{Distancia entre módulos solares}} \quad (3.6)$$

Para determinar el voltaje mínimo y máximo cuando el módulo está trabajando a una máxima potencia, se debe tomar muy en cuenta el valor de la temperatura ya que los paneles trabajan con mayor eficiencia a temperaturas mas bajas. Para ello necesitamos los datos del fabricante en cuanto a voltajes V_{mp} (V), dV_{oc}/dt (%/°C) y temperaturas. [3]

Entonces el voltaje a máxima potencia se calcula así:

$$(1) \frac{dV_{mp}}{dT} (V/^{\circ}C) = \frac{V_{mp} * dV_{oc}/dt}{100}$$

$$(2) \text{Variación } ^{\circ}T = \text{Temp. Estándar} - T_{p \text{ min}}$$

Entonces la variación máxima de voltaje a máxima potencia se la calcula:

$$(3) = (1) * (2) \quad (3.7)$$

Voltaje máximo a máxima potencia:

$$V_{mp} + (3) \quad (3.8)$$

$$(4) \text{Variación } T (^{\circ}C) = T_{p \text{ max}} - \text{Temp. Estándar}$$

$$(5) \text{Variación máxima de voltaje a máxima potencia} = (1) * (4)$$

$$\text{Voltaje mínimo de máxima potencia} = V_{mp} - (5) \quad (3.9)$$

3.3.5 Dimensionamiento del banco de baterías

Para determinar el banco de baterías es necesario conocer el valor o dato de cuánto tiempo equivalente el proyecto no recibe luz solar o el llamado factor NO-SOL. Puede darse el caso de días prolongados de nubosidad extrema donde el sistema consuma energía de las baterías especialmente cuando el sistema no se encuentre conectado a la red local. En base a los datos que nos entrega la NASA se obtiene el siguiente cuadro:

Tabla 3.9: Equivalente días de NO-SOL en Quito⁹⁴

DÍAS EQUIVALENTES DE NO-SOL EN QUITO						
LATITUD. 0,23 LONGIT. 78,052	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAYO	JUNIO
1 DIA	0.91	0.85	0.92	0.87	0.90	0.90
3 DIAS	2.12	1.63	1.99	1.92	2.24	2.08
7 DIAS	3.18	2.95	3.51	3.74	3.45	3.81
14 DIAS	5.11	4.81	4.85	4.90	6.34	4.75

⁹⁴ Fuente: https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-sse/grid.cgi?&num=259091&lat=0.23&submit=Enviar&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=sol_noon&p=no_sun1&p=surplus1&step=2&lon=78.052

21 DIAS	6.25	4.49	5.09	4.99	7.58	4.75
MES COMPLETO	4.52	4.71	5.47	3.46	6.17	4.80
DÍAS EQUIVALENTES DE NO-SOL EN QUITO						
LAT. 0,23 LONG. 78,052	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
1 DIA	0.91	0.91	0.91	0.95	0.91	0.96
3 DIAS	2.07	2.08	2.14	1.91	2.12	1.95
7 DIAS	3.77	3.53	3.85	3.71	3.81	3.02
14 DIAS	5.07	4.67	5.13	5.32	6.10	3.61
21 DIAS	4.70	5.10	5.67	6.57	7.16	3.41
MES	4.78	6.82	4.54	4.72	7.91	4.43

Se puede observar que durante un mes el promedio de días de NO SOL es de entre 5 y 6 días, así que se debe dimensionar el sistema de acumulación para que abastezca esta cantidad de días.

Hay que recordar que el banco de baterías viene dimensionado acorde a la cantidad de A/h que requiera el sistema, es decir que para un sistema que necesite 500 Ah se necesitará que se instalen por lo menos 108 Ah instaladas en 1 ramal de 4 baterías, teniendo en cuenta el voltaje de operación.

3.4 Dimensionamiento de inversores, conductores y protecciones

3.4.1 Dimensionamiento de inversor

Los inversores son circuitos electrónicos de potencia que transfieren energía desde una fuente de continua a una fuente de alterna, la tensión producida por la generación fotovoltaica es de corriente continua. En aplicaciones fotovoltaicas autónomas, el objetivo es crear una tensión alterna a partir de la fuente de tensión continua disponible, correcto dimensionamiento del inversor asegurará un adecuado funcionamiento del sistema.

El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieran elevadas corrientes de arranque, sin interferir en su correcta operación, ni en el resto de carga.



Figura 3 11: Cargas especiales⁹⁵

Los inversores estarán protegidos frente las siguientes operaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión de acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5% del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de stand-by, para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío.

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados.[5]

⁹⁵ Fuente: Autoria propia

Tabla 3.10: Rendimiento del inversor con cargas resistiva.⁹⁶

Tipo de inversor		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda sinusoidal	Pnom \leq 500 VA	>80	>70%
	PNOM > 500 VA	>85	>80%
Onda no sinusoidal		>85%	>80%

Los inversores deberán estar etiquetados con al menos la siguiente información.

- Potencia nominal (VA).
- Tensión nominal de entrada (V).
- Tensión (VRMS) y frecuencia nominal de salida (Hz).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad y terminales.

Se debe considerar que para sistemas de conexión a la red se recomienda que los inversores serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionara en isla o modo aislado.

⁹⁶ Fuente: Bayod, Angel A. Sistemas Fotovoltaicos (168)

- Los inversores cumplirán con las siguientes directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética las cuales deben ser certificadas por el fabricante el cual incorporara protecciones frente a:
 - Cortocircuito en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia d red fuera de rango.
 - Sobretensión, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de red.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporara los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.[7]

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continua en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las condiciones estándar de medida.
- Deberá soportar picos de magnitud un 30% superior a las STC durante periodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente. Valores medidos incluyendo el transformador.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior a 0.5% de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0.95% entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en la red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en interiores de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie.

Los inversores estarán garantizados para operaciones en las siguientes condiciones ambientales entre 0°C y 40°C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

Tabla 3.11: Clases de protección IP, Protección contra el contacto y la penetración de agua y suciedad⁹⁷

IP	N°. reconocimiento 1 para protección contra el contacto	IP	N°. reconocimiento 2 para protección contra el agua
0	sin protección contra el contacto, sin protección contra cuerpos extraños	0	sin protección contra agua
1	Protección contra cuerpos extraños con diámetro >50mm	1	Protegido contra gotas de agua que caen verticalmente
2	Protección contra cuerpos extraños con diámetro >12mm	2	Protegido contra gotas de agua que caen inclinado (15° respecto de la vertical)
3	Protección contra cuerpos extraños con diámetro >2,5mm	3	Protegido contra agua pulverizada (hasta 60° respecto de la vertical)
4	Protección contra cuerpos extraños con diámetro >1mm	4	Protegido contra agua pulverizada
5	Protección completa contra contacto, protección contra sedimentaciones de polvos en el interior	5	Protegido contra los chorros de agua (desde todas las direcciones)
6	Protección completa contra	6	Protegido contra la penetración de agua en caso de

⁹⁷ Fuente: Autoría propia

	contacto, protección contra penetración de polvo		inyección pasajera
7		7	Protegido contra la penetración de agua sumergiendolo
8		8	Protegido contra la penetración de agua sumergiendolo por un período indefinido
9		9	Protegido contra la penetración de agua de todas direcciones también en caso de una presión alta contra el chasis. (limpiadora de alta presión o de chorro de vapor, 80-100 bar)

3.4.2 Dimensionamiento del conductor

El conductor es la parte más importante para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes sistemas que conforman un sistema fotovoltaico

Es conveniente aclarar que dimensionar un circuito eléctrico básicamente implica determinar la sección de todos los conductores tengan la sección adecuada para disminuir las caídas de tensión y los sobrecalentamientos, para el dimensionamiento de los conductores eléctricos se deben considerar:

- Definir la tensión nominal del cable.
- Determinar la corriente de proyecto.
- Elegir el tipo de conductor y la forma de instalación.
- Determinar la sección por el criterio de "capacidad de conducción de corriente".
- Verificar la sección por el criterio de "corriente de cortocircuito".
- Verificar la sección por el criterio de "caída de tensión".

Específicamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener unos valores de sección tales que la caída de tensión en ellos sea inferior a las indicadas a continuación:

Tabla 3.12: Caída de tensión para sistemas fotovoltaicos.

CAIDA DE TENSION	PORCENTAJE
Caídas de tensión máxima entre generador FV y regulador	3 %
Caídas de tensión máxima entre regulador y batería	1 %
Caídas de tensión máxima entre inversor y batería	1 %
Caídas de tensión máxima entre inversor /regulador y cargas	3 %

Además, esta sección deberá ser suficiente para que soporten la intensidad máxima admisible en cada uno de los tramos.[8]

La caída de tensión es un factor muy importante para el dimensionamiento del conductor.

$$1) \quad CT = \frac{2L*RL*I}{1000}$$

$$2) \quad \%CT = \frac{100*CT}{V}$$

Donde:

CT = Caída de Tensión. Volts.

L = Largo del Conductor. Metros.

RL = Resistencia en CC a 75 C. Ohm /km.

I = Corriente en el conductor. Amperes.

V = Tensión del suministro. Volts.

%CT= Porcentaje de caída de tensión.

3.4.2.1 Sección del conductor de corriente alterna.

Sistemas monofásicos

$$S = \frac{\rho * 2 * L * I * \cos \varphi}{AV\%} \quad (3.10)$$

Donde:

ρ = Resistividad del conductor ($\Omega * \text{mm}^2/\text{m}$).

L = Distancia desde el punto de alimentación a la carga (m).

I = Intensidad de la línea.

$\cos \varphi$ =Factor de potencia de la carga

$AV\%$ = Caída de tensión admisible en la línea (V)

SISTEMAS TRIFÁSICOS

$$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos \varphi}{AV\%} \quad (3.11)$$

Donde:

ρ = Resistividad del conductor ($\Omega * \text{mm}^2/\text{m}$).

L = Distancia desde el punto de alimentación a la carga (m).

I = Intensidad de la línea.

$\cos \varphi$ =Factor de potencia de la carga

$AV\%$ = Caída de tensión admisible en la línea (V)

3.4.3 Protecciones

Para las protecciones de las personas se toman dos tipos de medida contra contactos directos y contactos indirectos. La protección de las personas contra contactos directos queda asegurada mediante un aislamiento apropiado de todas las partes activas de la instalación.

Las partes activas deben estar cubiertas de un aislamiento que solo se lo puede eliminar destruyéndolo.

En la parte de continua de la instalación se protege a las personas de los contactos indirectos mediante la utilización de módulos de aislamiento. La estructura y marcos de los paneles fotovoltaicos estarán conectados a tierra. [9]

En la protección contra contactos indirectos en la parte de corriente alterna se utiliza protección diferencial y puesta a tierra, estas protecciones tendrán una combinación de tres tipos de protecciones:

- Alejamiento de las partes activas de la instalación junto con una interposición de obstáculos que impiden todo contacto accidental con las partes activas.
- Los conductores poseerán un aislamiento superior a 1.000v.
- Se utilizará cajas aislantes e inaccesibles para todas las conexiones.
- Los conductores estarán aislados mediante tubo, canaletas o ductos de cualquier contacto accidental.
- Las partes metálicas utilizadas para impedir cualquier contacto accidental con las partes activas están protegidas contra contactos indirectos y aterrizados a tierra.

3.4.3.1 Tramos en corriente continua

Cortocircuito

El corto circuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima operación normal del mismo, sin embargo el cortocircuito puede ser perjudicial para el inversor, se debe considerar que la parte más peligrosa es el paso abrupto del cortocircuito franco al circuito abierto por la existencia de un arco eléctrico elevado ocasionado por la elevación brusca de la corriente. Por este motivo es recomendada la separación de los conductores positivo y negativo.

El valor de corriente máxima deber ser menor o igual al valor de la capacidad de conducción eléctrica del cable o que la corriente del fusible.

$$I_{m\acute{a}x} \leq I_{fusible}$$

Sobrecargas

Las protecciones se deben direccionar a la generación ya que el inversor obliga a trabajar al generador fotovoltaico fuera de su punto de máxima potencia de entrada, el fusible introducido en el sistema será colocado en cada polo facilitando también de esta manera el mantenimiento del sistema fotovoltaico.

Se deberá respetar la condición que la corriente del diseño de la línea será menor o igual a la corriente asignada del dispositivo de protección y esta será menor o igual a la corriente admisible de la línea.[2]

$$I_{dise\tilde{n}o\ de\ la\ l\i{nea}} \leq I_{asignada\ dispositivo\ de\ protecci\i{on}} \leq I_{admisible\ de\ la\ l\i{nea}}$$

La normalización del fusible gG debe cumplir:

$$1,6 \times I_{asignada\ dispositivo\ de\ proteccion} \leq 1,45 \times I_{admisible\ de\ la\ l\i{nea}}$$

Sobretensiones

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden originar sobretensiones de origen atmosférico de mucha importancia, por esta razón se deberá proteger la entrada de corriente continua del inversor mediante dispositivos bipolares de protección clase II. El dispositivo tendrá una tensión de operación marcada por el diseño del sistema.

3.4.3.2 Tramos en corriente alterna

Las empresas distribuidoras disponen un conjunto de protecciones que actúen sobre el interruptor de interconexión situadas en el interior de las instalaciones, deberán cumplir

un modelo estandarizado y tendrá que someterse a verificaciones y control por parte de entidades adecuadas.

Los criterios básicos de protecciones serán los siguientes:

- Sobre intensidad.
- Subtensión.
- Sobretenión.
- Máxima y mínima frecuencia.

Los sistemas de protección de los sistemas fotovoltaicos deberán cumplir con las normativas vigentes. Se deberá entregar a la empresa distribuidora las características técnicas y tipo de activación de los sistemas de protección. [2][5]

- Interruptor magneto térmico.
- Interruptor automático diferencial.
- Interruptor automático de la interconexión.
- Protección de máxima y mínima frecuencia.

Todos los sistemas de protección serán revisados después de su instalación por la empresa distribuidora para verificar la correcta instalación y el cumplimiento de las normas.

3.4.3.3 Puesta a tierra.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que el conjunto de instalaciones no activas de fácil acceso y propensas al contacto.

La puesta a conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

La puesta a tierra se establecen principalmente con el objetivo de delimitar la tensión que, respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado, las masas metálicas, asegurar la actuación de las protección y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos de la red de distribución pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a esto: Aisladas, asistidas, o interconectadas.[6]

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la a alterna, estarán conectadas a una única tierra. En los casos que las instalaciones fotovoltaicas se ubiquen en edificios o zonas donde exista tomas de tierra, las masas de la instalación fotovoltaica se pondrán a tierra directamente a las borneras de tierra existentes, con conductores de protección independientes de la masa del resto de suministro o entorno al que se ubiquen.

En el caso en que la instalación fotovoltaica no se ubique en zona que tuviera red de tierra, la toma de tierra de la instalación fotovoltaica será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el reglamento vigente.

Los circuitos de puesta a tierra formaran una línea eléctricamente continua en la que podrán incluirse en serie masas o elementos metálicos. Tampoco se intercalaran seccionadores, fusibles o interruptores: únicamente se permite disponer un dispositivo de corte en los puntos de puesta a tierra, de forma que permitan medir la resistencia de la toma a tierra.[10]

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por defecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de instalación.

Personal técnicamente competente efectuara las comprobación de la instalación de la puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno este más seco. Para ello, se mediará la resistencia de tierra, y se reparan con carácter urgente los defectos que se encuentren.

Las principales funciones que debe cumplir una puesta a tierra serán:

- La seguridad del personal que se encuentren en la instalación.
- La provisión de un buena unión eléctrica con tierra, que pueda garantizar el correcto funcionamiento de las protecciones proporcionando fiabilidad a las instalaciones, al disponer de un circuito que permita el retorno de las corrientes de desequilibrio al terreno.

Los planos unifilares de la instalación del sistema fotovoltaico conectado a la red se los adjunta en los anexos que se encuentran al final de este trabajo. Adicional los planos también se encuentran en archivo digital para su revisión.

CAPÍTULO 4

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

4.1 Presupuesto del proyecto sistema fotovoltaico conectado a la red

Para la ejecución de los cálculos del presupuesto, producción energética y análisis económico plantearemos en este capítulo un ejemplo de un proyecto fotovoltaico, tomando como dato inicial el área disponible para la colocación de los paneles fotovoltaicos.

4.1.1 Diseño de una micro central Fotovoltaica conectada a la red doméstica.

Los paneles fotovoltaicos y el inversor que se utilizaran para el diseño de la micro central tendrán las siguientes características:

Tabla 4.1: Característica técnicas del panel fotovoltaico⁹⁸

PANEL FOTOVOLTAICAS	
DETALLES TÉCNICOS	
MARCA	EXMORK
TIPO	150 Wp/24v
MATERIAL	Silicio policristalino
MODELO	150P
MEDIDAS (mm)	1190X992X35
Voltaje Max (voc)	44V +/- 0.5 v
voltaje Mpp Vmpp	35.5V +/- 0.5 v
Corriente Max Icc	4.61A +/- 0.1 v
Corriente Mpp	4.23A +/- 0.1 v
Variación de potencia	3%
Diodos by pass	3
Voltaje en serie máximo	1000V

⁹⁸ Fuente: Autoría Propia datos obtenidos en el datasheet del panel

Tabla 4. 2: Característica técnicas del inversor⁹⁹

INVERSOR ELECTRICO	
DETALLES TÉCNICOS	
MARCA	Sunny boy 1700
Temperatura de servicio	-25°C/+60°C
Dimensiones	440mm x 339mm x 214mm
Peso	25 Kg
CORRIENTE CONTINUA	
DESCRIPCIÓN	DETALLE
Potencia máxima de CC	1850(W)
tensión máxima de CC	400 (V)
Tensión fotovoltaica MPPT	139 - 320 (V)
Corriente máxima de entrada	12.6 (A)
Número de seguidores MPP	1
Número máximo de string	2
CORRIENTE ALTERNA	
DESCRIPCIÓN	DETALLE
Potencia nominal de C.A	1550(W)
Potencia máxima de C.A	1700(W)
Corriente máxima de salida	8.6(A)
Tensión nominal de salida C.A	220-240V/187-220V
Frecuencia del sistema	50Hz - 60Hz +/- 4.5 Hz
Factor de potencia	1
Conexión a la red	Monofásica

⁹⁹ Fuente: Autoria Propia datos obtenidos en los datasheet del inversor

El características principales de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento fuente de corriente
- Autoconmutados
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

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

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

- Encendido y apagado general del inversor
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Características eléctricas.

- El inversor entregara potencia a la red en forma continua
- Soportara picos de magnitud de hasta un 10% de condiciones estadar.
- Su grado de protección mínima será de IP30 interiores y para exteriores IP65.

Para el diseño y análisis de los costos de instalación, se ha determinado que tendremos como un área útil una terraza que tenga las siguientes dimensiones específicamente para la colocación del sistema fotovoltaico.

Dimensiones:

Largo: 11 mts

Ancho: 6 mts

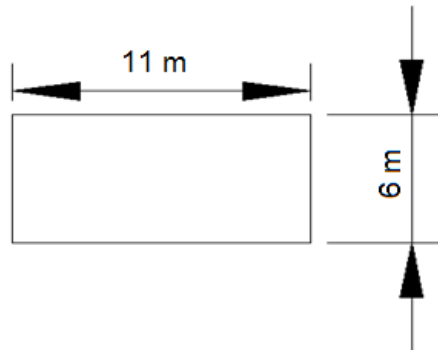


Figura 4.1: Dimensiones del área para la colocación de los paneles fotovoltaicos¹⁰⁰

Partiendo de este dato se calcula la cantidad de paneles que integrarían el sistema generador, tomando en cuenta las dimensiones del sitio de la instalación y de las dimensiones de los paneles solares escogidos, tendremos cuenta la ubicación geográfica del sitio en latitud y longitud en nuestro caso las dimensiones de los paneles serán las siguientes:

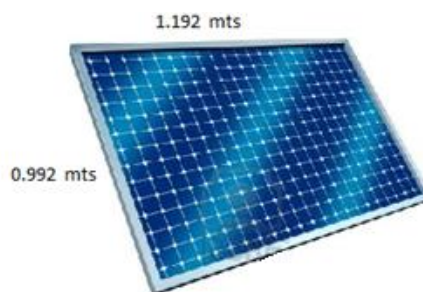


Figura 4.2: Dimensiones del área para la colocación de los paneles fotovoltaicos¹⁰¹

¹⁰⁰ Fuente: Autoría propia

¹⁰¹ Fuente: Autoría propia

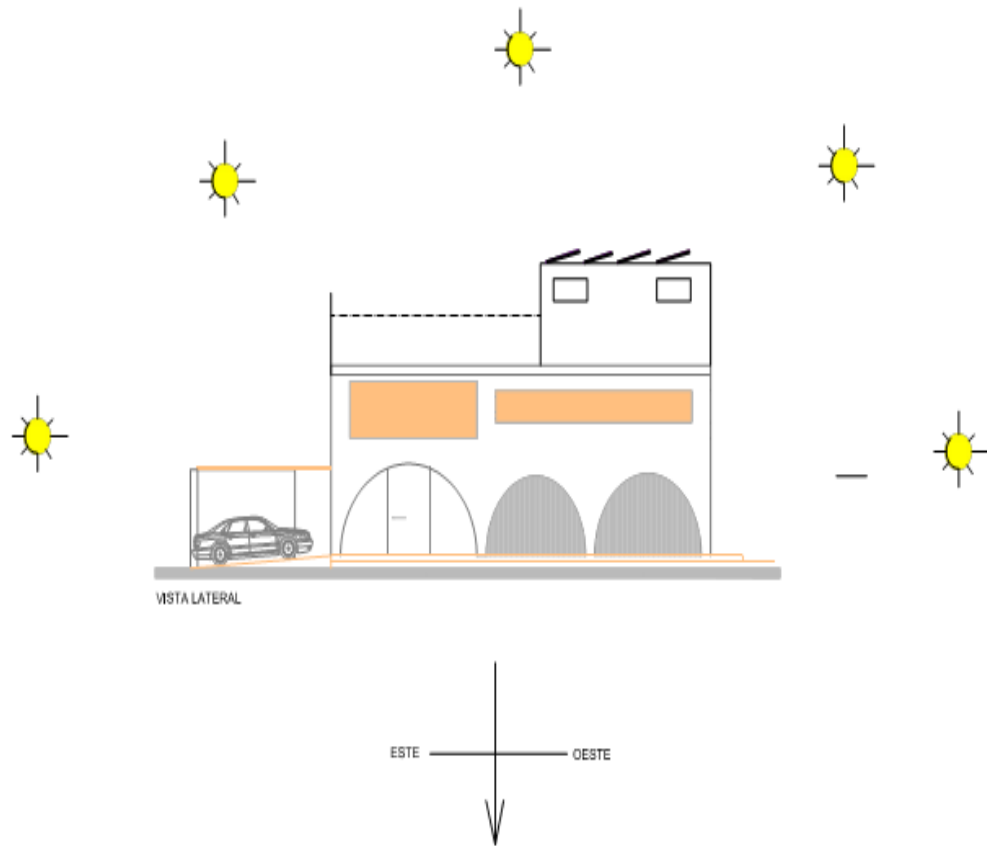


Figura 4 3: Ubicación geográfica respecto a la trayectoria del sol¹⁰²

¹⁰² Fuente: Autoria propia datos obtenidos mediante google earth

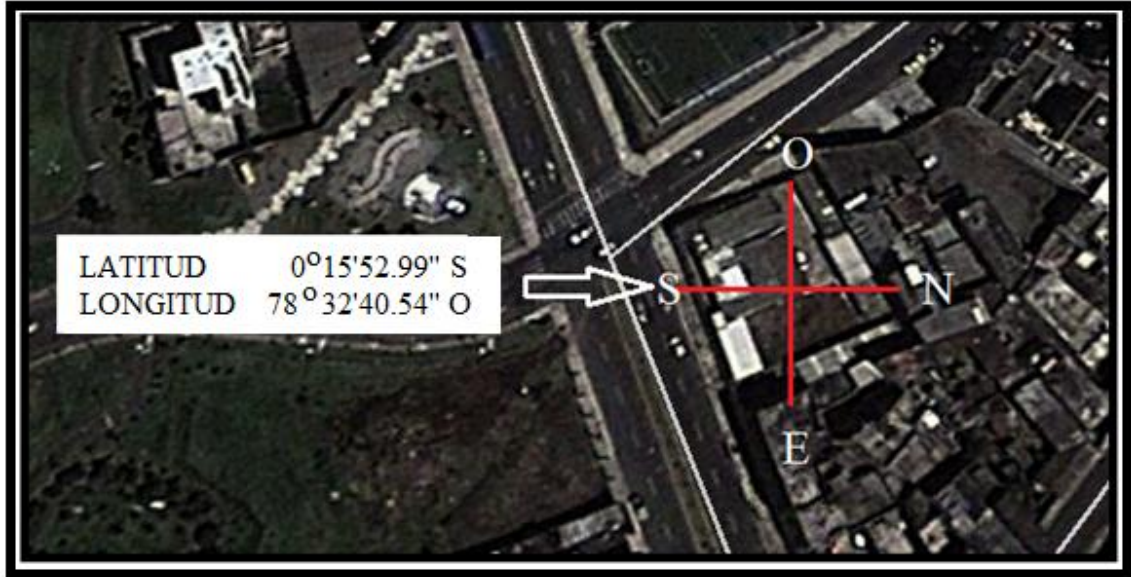


Figura 4 4: Ubicación geográfica emplazamiento¹⁰³

Tabla 4 3: Inclinación de los paneles fotovoltaicos de acuerdo a su latitud¹⁰⁴

Latitud	Ángulo de inclinación máximo
0°-5°	0-10°
6°-20°	Latitud local + 5°
21°-45°	Latitud local + 10°
46°-65°	Latitud local + 15°
66°-75°	80°

Para determinar la distancia mínima entre paneles solares se determinara las ubicación que deberán tener al momento de su instalación, refiriéndonos a un ángulo de 10°, que es un valor que se encuentra entre los valores que se debe considerar para instalaciones fotovoltaicas en la ciudad de Quito, por su ubicación geográfica (longitud y latitud).[11][55]

¹⁰³ Fuente: Autoria propia datos obtenidos mediante google earth

¹⁰⁴ BRAVO, I, HASELHUHN, R, y HEMMERLE, C.; Instalaciones Fotovoltaicas

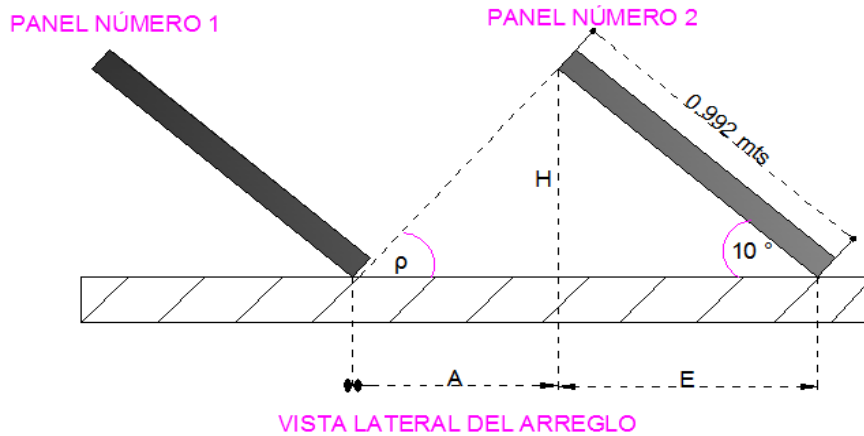


Figura 4. 5: Ubicación paneles, medidas mínimas arreglos¹⁰⁵

Para determinar el valor de H aplicamos lo siguiente:

$$\sin 10 = \frac{H}{0.992} \quad \text{Entonces:}$$

$$H = 0.992 * \sin 10$$

$$H = 0.17 \text{ mts}$$

Ahora para calcular el valor de E, aplicamos lo siguiente:

$$\cos 10 = \frac{E}{0.992} \quad \text{Entonces:}$$

$$E = 0.992 * \cos 10$$

$$E = 0.976 \text{ mts}$$

Ahora, como se conoce que para determinar el valor mínimo entre un panel y el otro se debe multiplicar el valor de la altura (H) por 2.5 ya que esta normativa se la utiliza con la finalidad de no permitir que el panel anterior afecte con obstrucción de luz al panel posterior. Entonces la distancia A+E viene dada por:

$$A + E = 2.5 (0.17) + 0.976$$

$$A + E = 0.425 + 0.976$$

$$A + E = 1.401 \text{ mts}$$

¹⁰⁵ Fuente: Autoría propia

La distancia mínima que debe existir entre el panel anterior y el panel posterior es de 1.401 mts, entonces como nuestra largo útil es de 11 mts y nuestro ancho útil es de 6 mts, procedemos a calcular las filas y las columnas útiles en base a las dimensiones de los paneles y el lugar de instalación. [2][12]

$$F_{\text{útiles}} = \frac{\text{distancia del area de ubicacion de los panles (largo)}}{\text{largo de panel fotovoltaico}} \quad (4.1)$$

$$\text{Filas útiles} = \frac{11}{1.19}$$

$$\text{Filas útiles} = 9 \text{ paneles}$$

$$C_{\text{útiles}} = \frac{\text{distancia del area de ubicacion de los panles (ancho)}}{\text{ancho de panel fotovoltaico}} \quad (4.2)$$

$$\text{Columnas útiles} = \frac{6}{1.4}$$

$$\text{Columnas útiles} = 4 \text{ paneles}$$

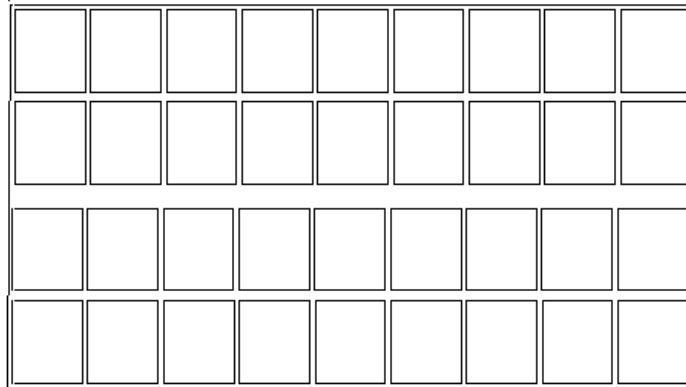


Figura 4 6: Representación de la ubicación de los paneles acorde a distancias¹⁰⁶

Si solo se consideraría las distancias de ubicación y de los paneles contando con las distancias mínimas de instalación, la vista aérea sería la de la figura 4.1.1.3, pero como se deben considerar varios parámetros en el diseño se tendrá que continuar con los cálculos.

¹⁰⁶ Fuente: Autoría propia

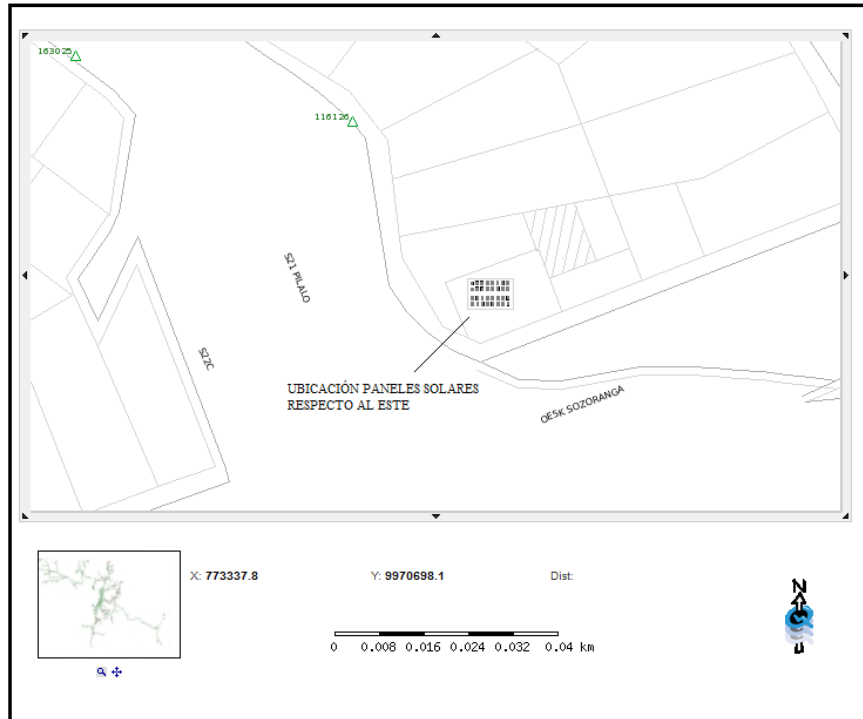


Figura 4 7: Representación de la ubicación de los paneles con orientación al este.¹⁰⁷

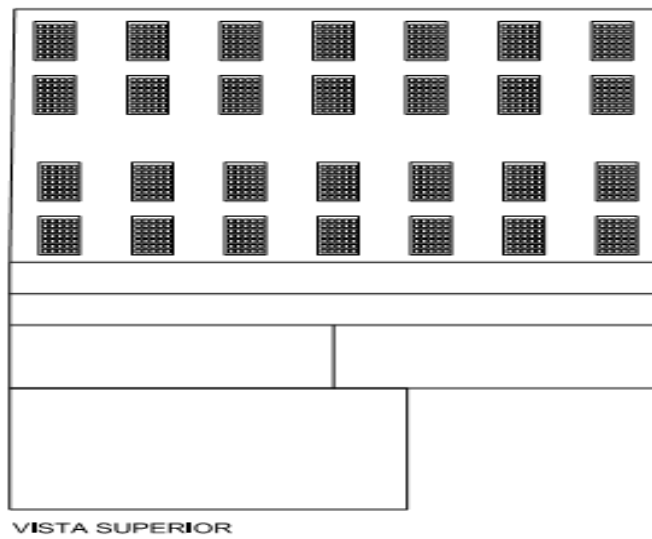


Figura 4 8: Distribución de paneles solares¹⁰⁸

¹⁰⁷ Fuente: Autoría propia datos obtenidos en el sistema de ubicación geográfica en la E.E.Q

¹⁰⁸ Fuente: Autoría Propia

4.1.1.1 Determinación de arreglos serie paralelo

Para determinar los arreglos que se van a utilizar en el diseño del sistema se deberá tomar en cuenta la calidad que el fabricante nos ofrece al entregarnos los paneles solares, es decir se deberá escoger de manera correcta el panel que sirva de mejor manera nuestro sistema.

Como la industria de la generación fotovoltaica ha venido ganando mucho terreno en nuestro medio se puede y se tiene mucho de donde escoger. El panel que se ha escogido para el diseño del sistema prototipo es un panel EXMORK de 150 Wp.

Utilizando las características técnicas referidas en las tabla 4.1.1 y 4.1.2, podemos calcular los arreglos máximos y mínimos que podremos tener.

$$N_s \text{ máximo} = \frac{V \text{ max.de entrada del inversor}}{V_{oc} \text{ (panel)}} \quad (4.3)$$

$$N_s \text{ máximo} = \frac{320}{44}$$

Ns máximo = 7 paneles

$$N_s \text{ mínimo} = \frac{V \text{ min entrada del inversor}}{V_{oc} \text{ min panel}} \quad (4.4)$$

$$N_s \text{ mínimo} = \frac{147}{35}$$

Ns mínimo = 4 paneles

Cálculo arreglo en paralelo:

$$N_p * I_{cc} \text{ panel} \leq I \text{ max inversor} \quad (4.5)$$

Entonces:

$$N_p \leq \frac{I_{max} \text{ inversor}}{I_{cc} \text{ panel}}$$

$$Np \leq \frac{12.6}{4.61}$$

$$Np \leq 2 \text{ paneles}[2]$$

Es posible conectar los paneles solares de la siguiente manera tomando en cuenta los datos anteriores:

Tabla 4 4: Posibles arreglos del sistema acorde a lo calculado. ¹⁰⁹

Posibles configuraciones		
Paralelo / Serie	1	2
7	7	14
6	6	12
5	5	10
4	4	8

Para determinar el arreglo idóneo en base a los datos de nuestros equipos podemos transformar ese cuadro a uno donde se observen las potencias que manejaría el sistema, es decir multiplicamos la cantidad de paneles y observamos la potencia que más se acerque a la potencia que maneje nuestro inversor y se la toma como la válida.

En nuestro caso y como el inversor es de 1850 W, podemos tomar el arreglo (7-2) esto debido a que la potencia con 14 paneles de 150 watts, nos da 2100 W y como para este cálculo es necesario considerar el factor de ajuste que es 0.85 entonces la potencia real de los 14 paneles en paralelo es de 1790 W. este valor si se encuentra en el rango de potencia (W) que soporta el inversor.

¹⁰⁹ Fuente: Autoría propia

4.1.1.2 Determinación del inversor

Para la determinación del inversor se considera la siguiente ecuación:

$$\text{Número de arreglos} = \frac{28 \text{ paneles}}{14 \text{ paneles}}$$

$$\text{Número de arreglos} = 2$$

$$\text{Número de inversores} = \frac{\text{potencia máx. generador fotovoltaico}}{\text{potencia CA inversor}} \quad (4.6)$$

$$\text{Número de inversores} = \frac{4200 \text{ W}}{1850 \text{ W}}$$

Número de inversores = 2 inversores.

El cálculo de los arreglos y la cantidad de paneles finales se expone en una vista aérea de la realidad en implantación del sistema de generación fotovoltaica. [3]

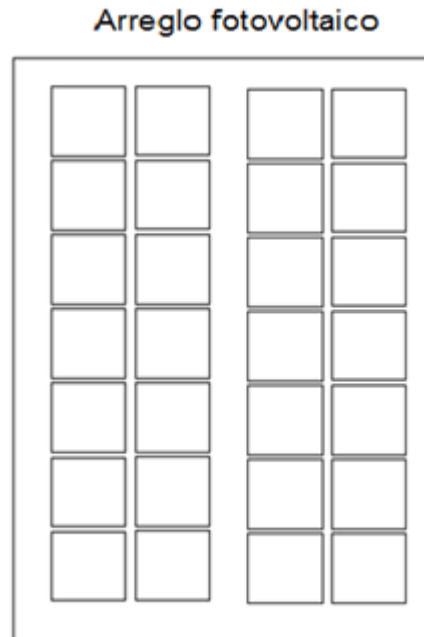


Figura 4 9: Representación de la ubicación de los paneles acorde a distancias¹¹⁰

¹¹⁰ Fuente: Autoría propia

4.2 Cálculo de protecciones:

Cuando ya se ha conocido todos nuestros valores de voltaje y corriente se procede a calcular los tableros de protecciones tanto para el lado de C.C. como para el lado de C.A.

$$\text{Protección fusible} = 1.2 * I_{cc} \text{ panel} \quad (4.7)$$

$$\text{Protección fusible} = 5.53 \text{ Amp}$$

$$\text{Protección fusible} = 10 \text{ Amp (normalizado)}$$

$$\text{Protección principal Disyuntor} = 1.2 * N_{pp} * I_{cc} \text{ panel} \quad (4.8)$$

$$\text{Protección principal Disyuntor} = 1.2 * 2 * 4.61$$

$$\text{Protección principal Disyuntor} = 11.064 \text{ Amp}$$

$$\text{Protección principal Disyuntor} = 15 \text{ Amp (normalizado)}$$

$$\text{Interruptor termo-magnético} = 1.2 * \frac{P_{inversor}}{V_{monofásico} * \text{factor de potencia}} \quad (4.9)$$

$$\text{Interruptor termo-magnético} = 25 \text{ Amp}$$

Para el cálculo del interruptor general se ha de considerar el valor la cantidad de los inversores y la corriente que va a proteger el interruptor termo-magnético, es decir:

$$\text{Interruptor general} = 2 * 25$$

$$\text{Interruptor general} = 50 \text{ Amp [13]}$$

4.2.1 Selección de conductores.

Como se observa, las corrientes a ser utilizadas en la conexión entre paneles no sobrepasa los 25 Amp, entonces podemos definir que el conductor idóneo es el THHN 14 ya que este nos soporta una corriente de 25 Amp. Esto se lo puede apreciar en la figura de abajo el cual proviene de una de las casas comerciales más acreditadas en nuestro medio.

Para la conexión entre los paneles solares y el inversor se deberá considerar la

siguiente ecuación:

$$S = \frac{\rho * 2 * L * I * \cos\phi}{AV\%} \quad (4.10)$$

$$S = \frac{0.0178 * 8 * 4.61 * 0.9 * 2}{0.02 * 35.5 * 7}$$

El cable sugerido para esta conexión es el THHN # 8.[14]

El cable entre el inversor y la caja de conexiones:

$$S = \frac{\rho * 2 * L * I * \cos\phi}{AV\%}$$

$$S = \frac{0.0178 * 2 * 20 * 8.6 * 0.9}{0.02 * 110}$$

$$S = 2.87$$

Por ende con este valor de sección el cable electo es el THHN 12

Calibre AWG ó MCM	Sección mm ²	FORMACION No. de Hilos por diámetro en mm.	DIAMETRO EXTERIOR Mm	PESO TOTAL Kg/Km	Semiduro		Suave	(*)
					TENSION DE RUPTURA Kg.	RESISTENCIA C.C. a 20 °C OHMS/Km.	RESISTENCIA C.C. a 20 °C OHMS/Km.	CAPACIDAD Corriente Amp.
14	2.08	1 x 1,63	1.63	18,50	76.00	8.490	8.280	35
12	3.31	1 x 2,05	2.05	29,40	119.00	5.330	5.210	45
10	5.26	1 x 2,59	2.59	46.77	187.00	3.360	3.280	68
8	8.37	1 x 3,26	3.26	74.38	292.00	2.110	2.060	92
6	13.30	1 x 4,12	4.12	118.20	461.00	1.340	1.297	125
14	2.08	7 x 0,62	1.86	18.89	69.00	8.603	8.390	35
12	3.31	7 x 0,78	2.34	30.57	110.00	5.412	5.290	45
10	5.26	7 x 0,98	2.94	47.76	175.00	3.401	3.320	68
8	8.37	7 x 1,23	3.69	75,90	276.00	2.151	2.100	95
6	13.30	7 x 1,55	4.65	121.00	432.00	1.354	1.322	129
4	21.15	7 x 1,96	5.88	192.00	682.00	0.851	0.832	170
2	33.62	7 x 2,47	7.41	305.00	1069.00	0.536	0.519	230
1	42.36	7 x 2,78	8.34	385.00	1330.00	0.428	0.412	275
1/0	53.49	7 x 3,12	9.36	485.00	1681.00	0.337	0.329	310
2/0	67.43	7 x 3,50	10.50	611.00	2103.00	0.267	0.261	360

Figura 4 10: Datos técnicos de los cables THHN acorde a fabricante¹¹¹

¹¹¹ Fuente: <http://electrocable.com/webpages/productos.html>

“Art. 63

El Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas.

El CONELEC asignará con prioridad fondos del FERUM a proyectos de electrificación rural a base de recursos energéticos no convencionales tales como energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras de similares características.”¹¹²

Tabla 4 5: compensación FERUM para la generación fotovoltaica.¹¹³

<i>Descripción</i>	<i>Monto en dólares</i>
<i>Usuario tipo I hasta 200 Wp por vivienda</i>	<i>3200</i>
<i>Usuario tipo II mayor 200 Wp por vivienda</i>	<i>3500</i>
<i>Centros Comunales, Salud y Educación:</i>	<i>3800</i>
<i>Bombeo de Agua</i>	<i>4000</i>

El presupuesto para la implementación de una micro central fotovoltaica dependerá de la cantidad de equipos y materiales que se implementara en el desarrollo del proyecto, para optimizar de mejor manera la inversión se deberá tomar en cuenta el dimensionamiento de la micro central la cual podría ser por potencia generada o por área de colocación de la misma.[15]

¹¹² Fuente: Ley de régimen del sector eléctrico.

¹¹³ Fuente: Autoría propia

Tabla 4 6: Presupuesto del sistema fotovoltaico.¹¹⁴

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT	TOTAL
Panales fotovoltaicos	28	200	5600
Inversores	2	1890	3780
Contadores	1	500	500
Sistema de montaje	28	45	1260
Instalación	1	1500	1500
Supervisión técnica	1	1510	1510
Varios	1	1000	1000
		Total	15150

4.3 Cálculo de la producción energética

Basándonos a los datos de irradiación solar sobre la superficie del emplazamiento de sistema, se ve necesario la estimación de producción de energía para lo cual tomaremos como referencia la producción de energía en periodos mensuales.[16] Y la producción energética de la microcentral está definida por la siguiente formula:

$$P_i(Kwh) = I_i \left(Kwh/m^2 \right) \times P_p(Kw_p) \times N \quad (4.11)$$

Donde:

I_i =Irradiación mes

P_p = Potencia por panel fotovoltaico

N =Numero de paneles

¹¹⁴ Fuente: Autoria propia

Tabla 4 7: Calculo de producción energética.¹¹⁵

MES	IRRADIACIÓN $\frac{Kw}{m^2}$	DÍAS	IRRADIANCIA $\frac{Kw}{m^2 \text{ dias}}$	ENERGÍA PRODUCIDA POR PANELES MES (Kwh)	ENERGÍA ENTREGADA NETA (PERDIDAS 15%)	PRECIO Kwh/(US\$)	TOTAL (US\$)
Enero	4,34	31	134,54	565,068	480,31	0,4003	192,27
Febrero	3,66	28	102,48	430,416	365,85	0,4003	146,45
Marzo	2,87	30	86,1	361,62	307,38	0,4003	123,04
Abril	4,2	31	130,2	546,84	464,81	0,4003	186,07
Mayo	4,17	30	125,1	525,42	446,61	0,4003	178,78
Junio	5,93	31	183,83	772,086	656,27	0,4003	262,71
Julio	5,44	31	168,64	708,288	602,04	0,4003	241,00
Agosto	5,06	31	156,86	658,812	559,99	0,4003	224,16
Septiembre	5,47	30	164,1	689,22	585,84	0,4003	234,51
Octubre	4,74	31	146,94	617,148	524,58	0,4003	209,99
Noviembre	4,32	30	129,6	544,32	462,67	0,4003	185,21
Diciembre	4,86	31	150,66	632,772	537,86	0,4003	215,30
		365			5994,21		2399,48
VALORES BASADOS A UN ARREGLO DE 28 PANELES FOTOVOLTAICOS DE 150 WP							

Tabla 4 8: Precios de Kwh producido por generadoras.¹¹⁶

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
SOLAR TERMOELÉCTRICA	31.02	34.12
CORRIENTES MARINAS	44.77	49.25
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

¹¹⁵ Fuente: Autoria propia

¹¹⁶ Fuente: Autoria propia datos obtenidos Ley del régimen del sector eléctrico.

“POTENCIA LÍMITE

Exceptuando a las pequeñas centrales hidroeléctricas cuya capacidad nominal instalada no puede superar 10 MW, para las demás tecnologías renovables no convencionales, la presente Regulación reconoce el precio de la energía y su vigencia de aplicación para centrales de generación con una potencia efectiva instalada de hasta 15 MW. En el caso que la potencia efectiva de la central supere el límite de los 15 MW, solamente la producción correspondiente a los primeros 15 MW tendrán los precios que contempla esta regulación, mientras que la potencia y energías excedentes deberán ser comercializados como cualquier central convencional.

El límite antes señalado podrá ser reajustado en el futuro, en función del incremento de la potencia instalada del parque generador del MEM.”¹¹⁷

4.4 Análisis costo de instalación vs. Costo planillas mensuales

Para realizar un análisis del costo de instalación y verificar en cuanto tiempo se recupera esta inversión ya sea solamente entregando la energía generada a la red local o a su vez consumiendo la energía producida y entregando el excedente, es necesario desglosar todos y cada uno de los elementos que forman parte del sistema a ser instalado. [17]

Es así como se puede obtener un costo global incluido mantenimientos que se los deberá realizar en los tiempos indicados por el fabricante.

¹¹⁷ Fuente: Regulación no. Conelec – 009/06

Tabla 4 9: Activos fijos de inversión paneles fotovoltaicos sin banco de baterías.¹¹⁸

ACTIVOS FIJOS				
EQUIPOS				
ÍTEMS	DETALLES	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1	Panel fotovoltaico policristalino de 150 Wp	28	200	5600
2	Inversor Sunny boy 1700	2	1890	3780
3	Sistema de montaje	28	45	1260
4	Contador bidireccional	1	500	500
5	Diodos de bloqueo	2	15	30
6	Diodos de derivación 28	28	5	140
7	Fusible 10 ^a	2	10	20
8	Disuntor 15Amp	2	10	20
9	Termomagnetico 25	2	30	60
10	Interruptor general 50 Amp	2	45	90
11	Varios (Valor re liquidable)	1	1000	1000
	subtotal equipos			12500
MANO DE OBRA Y ACCESORIA TÉCNICA				
12	Instalación	1	1000	1000
13	Mano de obra	1	1500	1500
14	Movilización	1	150	150
	subtotal mano de obra y asesoría técnica			2650
			total	15150

“Art. 67

Exonera el pago de aranceles, demás impuestos adicionales y gravámenes que afecten a la importación de materiales y equipos no producidos en el país, para la investigación, producción, fabricación e instalación de sistemas destinados a la utilización de energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras previo el informe favorable del CONELEC.

Exonerase del pago de impuesto sobre la renta, durante cinco años a partir de su instalación a las empresas que, con su inversión, instalen y operen centrales de

¹¹⁸ Fuente: Autoria propia

producción de electricidad usando los recursos energéticos no convencionales señalados en el inciso anterior.”¹¹⁹

Tabla 4 10: Movimiento de flujo de capital y venta de generación.¹²⁰

MOVIMIENTOS DE FLUJO DE CAPITAL Y VENTA DE GENERACION							
AÑOS	VENTA DE ENERGÍA TOTAL PRODUCIDA (Kwh)	PAGO PLANILLA ENERGÍA ELÉCTRICA	COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	PRECIO KWh	ingresos	egresos	FLUJO DE CAJA
0							- 15150,00
1	5994,21	215,00	80,00	0,40	2415,67	295,00	2120,67
2	5994,21	210,00	80,00	0,40	2415,67	290,00	2125,67
3	5994,21	205,00	80,00	0,40	2415,67	285,00	2130,67
4	5994,21	200,00	80,00	0,40	2415,67	280,00	2135,67
5	5994,21	195,00	800,00	0,40	2415,67	995,00	1420,67
6	5994,21	190,00	80,00	0,40	2415,67	270,00	2145,67
7	5994,21	185,00	80,00	0,40	2415,67	265,00	2150,67
8	5994,21	180,00	80,00	0,40	2415,67	260,00	2155,67
9	5994,21	175,00	80,00	0,40	2415,67	255,00	2160,67
10	5994,21	170,00	1970,00	0,40	2415,67	2140,00	275,67
11	5994,21	165,00	80,00	0,40	2415,67	245,00	2170,67
12	5994,21	160,00	80,00	0,40	2415,67	240,00	2175,67
13	5994,21	155,00	80,00	0,40	2415,67	235,00	2180,67
14	5994,21	150,00	80,00	0,40	2415,67	230,00	2185,67
15	5994,21	145,00	800,00	0,40	2415,67	945,00	1470,67
16	5994,21	140,00	80,00	0,15	899,13	220,00	679,13
17	5994,21	135,00	80,00	0,15	899,13	215,00	684,13
18	5994,21	130,00	80,00	0,15	899,13	210,00	689,13
19	5994,21	125,00	80,00	0,15	899,13	205,00	694,13
20	5994,21	120,00	80,00	0,15	899,13	200,00	699,13
En el mantenimiento se considerará el cambio de 2 paneles fotovoltaicos cada 5 años y un inversor cada 10 años							

¹¹⁹ Fuente: Ley del régimen del sector eléctrico.

¹²⁰ Fuente: Autoria propia

Formulación de datos:

Tasa de interés: 8.17%
 Inversión inicial: 15150
 Tiempo: 15 años

4.4.1 Calculo TIR y VAN

VAN:

El valor actual neto es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, nos quedaría alguna ganancia. Si el resultado es positivo

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+r)^n} \quad (4.12)$$

Donde:

I₀ = Inversión inicialF_n = Flujo de efectivo

r = Tasa de interés

n = Número de años

VAN	\$ 856,85
------------	------------------

TIR:

La tasa interna de retorno de una inversión o proyecto es la tasa efectiva anual compuesto de retorno o tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo (tanto positivos como negativos) de una determinada inversión igual a cero.

En términos más específicos, la TIR de la inversión es la tasa de interés a la que el valor actual neto de los costos (los flujos de caja negativos) de la inversión es igual al valor presente neto de los beneficios (flujos positivos de efectivo) de la inversión.

$$TIR = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (4.13)$$

Donde:

F_n = Flujo de efectivo

r = Tasa de interés

n = Número de años

TIR	11%
------------	------------

La tasa de interés fijado por el banco central para inversiones corporativas es del 8.17% anual con una tasa máxima de 30.5%.

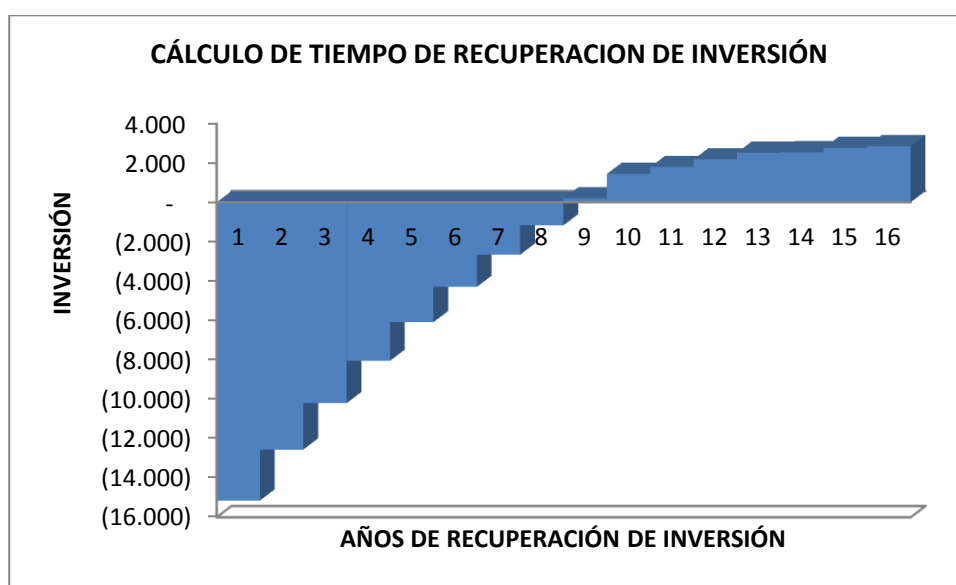


Figura 4 11: Cálculo tiempo de recuperación de la inversión.¹²¹

4.5 Costos mantenimiento

El plan de mantenimiento debe contemplar inspecciones periódicas del sistema, así como el registro e historial de algunas de las mediciones hechas en el mismo. Este plan debe dar prioridad a los componentes más susceptibles a deterioro. La frecuencia de las mismas estará dada por las condiciones de uso, la edad del sistema, los problemas

¹²¹ Fuente: Autoría propia

potenciales que se hayan identificado o por situaciones fortuitas (tormentas o períodos de baja insolación). Para brindar un mejor servicio de mantenimiento por personas calificadas, se deberá constatar que cuenten con los aparatos de medida correctos, entre ellos un voltímetro, un amperímetro y un medidor de continuidad. Es importante que las tareas de inspección sean hechas teniendo en consideración la seguridad de quien las lleva a cabo. [18]

Para minimizar riesgos de corto circuitos en el sector de las baterías si las hubiere, se deberá colocar cinta aislante en los terminales opuestos a la medición.

Se deberá tomar las acciones necesarias para evitar cualquier tipo de accidente al operario o a quien se encuentre haciendo el respectivo mantenimiento. Entre ellas se sugiere las siguientes:

- Evitar el uso de anillos, relojes o cualquier elemento metálico que produjere algún cierre de campo magnético y afecte la integridad del operario.
- La persona encargada deberá estar calmado y deberá trabajar sin apuros ni presiones.
- Utilizar los equipamientos adecuados como casco, guantes, zapatos aislantes, cinturón de herramientas.
- Necesariamente para cuantificar el valor de costos de mantenimientos necesitamos saber la eficiencia y tiempos de vida útil que nos ofrecen cada uno de los fabricantes de los equipos. Entre estos datos tenemos que los equipos con más influencia sobre el sistema son los paneles, los inversores y los conductores y para los tres la eficiencia no baja del 90% en un tiempo de vida útil de 10 años, es decir los gastos de mantenimiento preventivo se los podrá generalizar en no menos de 80 dólares americanos anualmente.

4.6 DISEÑO DE UNA MICRO CENTRAL FOTOVOLTAICA AISLADA.

Para el desarrollo del diseño de la microcentral aislada se ha considerado exactamente los mismos criterios del emplazamiento que se utilizó para el diseño de la microcentral conectada a la red. La microcentral aislada, al tener más equipamientos como son las baterías y el regulador de carga va a representar una inversión en costos de mantenimiento que no se consideraba en el anterior procedimiento.

Es necesario iniciar con una explicación breve de lo que significan las horas de sol y se las puede definir como el número de horas en que disponemos de una hipotética irradiación solar constante de 1000 W/m². Es decir, una hora solar pico “HPS” equivale a 1kWh/m². Dicho en otras palabras, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada “paquete” de 1 hora recibiendo 1000 watts/m².

Para calcular entonces el valor de HPS se debe dividir el valor de la irradiación incidente entre el valor de la potencia de irradiación en condiciones estándar de medida (STC), pues es en esas condiciones donde se cumplen las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos.[19] Ese valor de irradiación en condiciones estándar de medida es de 1000 watts/m². Es decir, si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1000, se obtienen las HSP. Por ejemplo, si tenemos una irradiación de 3.800 Wh/m², para pasarla a HSP, se divide entre 1.000W/m², con lo que obtenemos 3.8 HPS. [20]

De aquí podemos decir que se utilizará la siguiente ecuación para determinar los Amp-h.

$$I_b = \frac{E_r * n}{V_{sistema} * p_d} \quad (4.14)$$

Donde:

I_b, Amperios-hora requeridos en el banco de baterías.

E_r, consumo diario real.

V_{sistema}, Voltaje de funcionamiento del sistema.

n, días de autonomía del sistema.

pd, profundidad de descarga diaria de las baterías seleccionadas.

Llevándola a un el abastecimiento de un caso real:

$$I_b = \frac{6643 \text{ Wh} * 1(\text{día})}{48V * 0,8}$$

$$I_b = 120 \text{ Ah}$$

Adicional a esto se hace necesario el cálculo de un dato importante como es la corriente pico del sistema para poder determinar de una manera muy adecuada las protecciones y el cableado que formará parte de esta instalación.[5]

Se selecciona el mes con menor radiación del año para estar cubiertos cuando los niveles de radiación sean mínimos y de esta forma y poder abastecer a toda la carga. Se sigue la siguiente ecuación:

$$I_{ps} = \frac{I_b}{hps \text{ mínimas}} \quad (4.15)$$

Donde:

I_{ps}: corriente máxima del sistema.

hps mínimas: horas pico solares del peor mes del año.

Para el caso de la capital el valor mínimo en el año es el mes de julio con 2.14 hps al día, es decir que:

$$Ips = \frac{120}{2.14}$$

$$Ips = 48.33 A$$

Estimación de consumo:

La demanda de energía impone muchas de las características de la instalación, por lo que en la planificación de las necesidades se debe anotar todo lo relacionado con los diferentes aparatos eléctricos que serán la carga del sistema.

Se deberá calcular la energía que el usuario necesitará diariamente. Para ello se deberá determinar la potencia de todos los aparatos de que constará la instalación, individualmente, junto con el tiempo medio de uso de cada uno de ellos. En caso de duda, tanto la potencia como el tiempo medio de uso se deberán redondear hacia arriba.

Conocidos todos los aparatos, potencias y tiempos de uso la expresión para calcular la energía de consumo, distinguiendo entre los aparatos de corriente alterna y continua será:

$$EAC = \sum P(AC)_i * tdi$$

$$EDC = \sum P(DC)_i * tdi$$

Donde:

EAC: Energía consumida en AC (Wh)

EDC: Energía consumida en DC (Wh)

Pi: Potencia Nominal (W)

tdi: Tiempo diario de uso (h)

4.6.1 Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los módulos

Para el cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos de la instalación es necesario conocer como dato de partida, al menos la radiación solar incidente en el lugar (valores medios mensuales). Estos datos suelen referirse a superficie horizontal, por lo que por los diferentes métodos existentes se han de calcular a diferentes inclinaciones. [21]

Se asume que para buscar el óptimo de posición de los módulos, éstos estarán orientados al sur, y sólo habrá que calcular la radiación incidente a diferentes inclinaciones. Se podrá utilizar el software libre mencionado en el Cap. 3 para la determinación del ángulo óptimo de funcionamiento.

Este criterio de dimensionado nos asegura un correcto funcionamiento de la instalación en el mes en que la relación Consumo / Radiación es máxima. Esto es especialmente importante en las instalaciones cuyo consumo varíe y donde la garantía del suministro es más importante que el maximizar la captación energética a lo largo del año.[22]

Una vez que la demanda energética de la carga es conocida, se está en condiciones de dimensionar el generador fotovoltaico. [7]

El número total de módulos fotovoltaicos que se deben instalar se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$NT = ET / (Pp \cdot Gm\beta \cdot PG) \quad (4.16)$$

Donde:

ET: Energía real requerida (Wh)

Pp: Potencia Pico del Módulo (W / kW / m²)

Gm β : Radiación Global sobre una superficie inclinada un ángulo β (kWh / m²)

PG: Factor Global de Pérdidas (suele variar entre 0.65 y 0.9)

Conociendo el número de total de paneles que forman el generador fotovoltaico y la

tensión nominal de la batería, que coincide con la tensión nominal de la instalación, se puede determinar si es necesario agrupar los módulos en serie y en paralelo. El número de módulos que habrá que conectar en serie, se calcula así:

$$N_s = V_{sis} / V_m$$

Donde:

N_s : número de módulos en serie por rama

V_{sis} : tensión nominal de la batería (V)

V_m : tensión nominal de los módulos (V)

Y el número de ramas en paralelo a conectar para suministra la potencia necesaria, viene dado por:

$$N_p = N_T / N_s \quad (4.17)$$

Siendo N_p el número de módulos a conectar en ramas paralelo.

Los valores de N_T , N_s y N_p se redondean por exceso, excepto si se aproximan mucho a las cifras por defecto, de manera que se asegure el suministro de potencia que demanda la instalación. [23]

El ángulo de inclinación de los paneles β se calculó anteriormente con el método del mes crítico.

Tras estos cálculos estaría dimensionado el generador fotovoltaico tanto en número de módulos como en la inclinación de los mismos.

Los paneles fotovoltaicos y el inversor tendrán las siguientes características:

Tabla 4 11: Característica técnicas del panel fotovoltaico¹²²

¹²² Fuente: Autoría Propia

PANEL FOTOVOLTAICAS	
DETALLES TÉCNICOS	
MARCA	EXMORK
TIPO	150 Wp/24v
MATERIAL	Silicio policristalino
MODELO	150P
MEDIDAS (mm)	1190X992X35
Voltaje Max (voc)	44V +/- 0.5 v
voltaje Mpp Vmpp	35.5V +/- 0.5 v
Corriente Max Icc	4.61A +/- 0.1 v
Corriente Mpp	4.23A +/- 0.1 v
Variación de potencia	3%
Diodos by pass	3
Voltaje en serie máximo	1000V

En nuestro caso:

Arreglos en serie:

$$P_{serie} = \frac{48V}{35.5V}$$

$$P_{serie} = 1,45 = \mathbf{2 \text{ paneles}}$$

4.6.1.1 Arreglo de módulos conectados en paralelo

Para este cálculo es necesario obtener el número total de paneles a utilizar, es decir para poder determinar el arreglo en paralelo.

$$T_{paneles} = \frac{6643 \text{ Wh}}{150 \text{ W} * 3,14 \text{ kWh/día}}$$

$$T_{paneles} = \mathbf{32 \text{ paneles}}$$

Una vez determinada la cantidad de paneles solares total es necesario que se determine el sitio donde se instalará y de una vez el ángulo de inclinación ya encontrado mediante software.

4.6.2 SISTEMA DE ACUMULACIÓN- BANCO DE BATERÍAS

La determinación de la capacidad del sistema de acumulación, está en función de los Amperios-hora ya calculados, que nos dará una autonomía de 24 horas, de esta forma, la capacidad nominal del banco de baterías es el producto de la carga total diaria por los días de reserva.[2]

$$Ibn = Ib * n \quad (4.18)$$

Donde:

Ibn = capacidad nominal del banco de baterías.

Ib = corriente nominal de consumo

n = dias de reserva

Considerando el diseño anterior:

$$Ibn = 16Ah * 10dias$$

$$Ibn = 160 Ah$$

La profundidad de descarga menor 1% dato obtenido por características de las baterías.

4.6.2.1 Características de las baterías seleccionadas

Las baterías a instalar deberán ser de Plomo Acido, las características principales de las baterías debe contar con los requisitos mínimos de trabajos los materiales deber estar apto para descargas profundas, deben tolerar un amplio rango de temperaturas deben de

estar diseñadas para instalaciones de energía fotovoltaica.[24]

Tabla 4 12: Posibles arreglos del sistema acorde a lo calculado. ¹²³

BATERÍAS	
DETALLES TÉCNICOS	
MARCA	ULTRACELL
TIPO	UCG 150-12
TENSIÓN NOMINAL	12 V
CAPACIDAD NOMINAL	150 AH
CORRIENTE NOMINAL DE CARGA	15 AMP.
PROFUNDIDAD MÁXIMA DE DESCARGA	60%

Capacidad corregida de banco de baterías:

$$C_{bc} = I_{bn} / P_{f.des} \quad (4.19)$$

Donde:

C_{bc} = Capacidad corregida banco de baterías

I_{bn} = Capacidad nominal

$P_{f.des}$ = Profundidad de descarga

$$C_{bc} = 160/0.6$$

$$C_{bc} = 266 Ah.$$

¹²³ Fuente: Autoría propia datos obtenidos en el catálogo de productor Proviento.

4.6.2.2 Arreglo del banco de baterías

Para el arreglo y forma de conexión del banco de baterías, se tomarán los valores de las baterías que fueron seleccionados acorde a los requerimientos del sistema solar fotovoltaico y a las características técnicas de la batería.[25]

4.6.2.3 Arreglo de baterías en serie

El arreglo de baterías en serie, se obtiene mediante la relación entre la tensión nominal del sistema y la tensión nominal de la batería, indicada en la ecuación 3.7.

$$B_{serie} = \frac{V_{sistema}}{V_n} \quad (4.20)$$

Donde:

Bserie= número de baterías a conectarse en serie.

Vn =Tensión nominal de la batería dada por el fabricante.

$$B_s = 48/12$$

$$B_s = 4$$

4.6.2.4 Arreglo de baterías en paralelo

Es el número de grupos de baterías en serie, que serán conectadas en paralelo, que corresponde a la relación entre la Capacidad nominal del banco de baterías **Ibn** y la capacidad nominal de cada batería **In**.

$$B_p = \frac{I_{bn}}{I_n}$$

Donde:

Ibn = capacidad nominal del banco de baterías.

In = Capacidad nominal de la batería dada por el fabricante.

$$Bp = 266Ah/150Ah$$

$$Bp = 1.77$$

$$Bp = 2(\text{redondeado})$$

Número total de baterías

Una vez conocido en número de baterías a ser conectadas en serie, y este grupo a la vez en paralelo, se puede conocer el número total de baterías que conformarán el banco de baterías para el sistema de respaldo. [8]

$$Totb = Bp * Bs \quad (4.21)$$

$$Totb=2*4$$

$$Totb=8 \text{ Baterías.}$$

La capacidad de la unidad de control debe manejar la corriente pico del sistema, es importante tener en cuenta la posible ampliación del sistema para considerar el dimensionamiento adecuado del control de carga.

4.6.3 Dimensionamiento del inversor.

Las características de funcionamiento que definen un inversor o convertidor DC –AC son:

- Potencia Nominal (kW)
- Tensión Nominal de Entrada (V)
- Tensión Nominal de Salida (V)
- Frecuencia de operación (HZ)
- Rendimiento (%)

La tensión de entrada en el inversor de una instalación fotovoltaica no será siempre constante, por lo que el inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones continuas dentro de un determinado rango. Ese rango suele ser de un 15 %.

El valor de la tensión nominal es un dato de referencia dentro del intervalo de actuación que sirve para identificar el tipo de convertidor. [25]

A la hora de dimensionar el inversor se tendrá en cuenta la potencia que demanda la carga AC, de forma que se elegirá un inversor cuya potencia nominal sea algo superior a la máxima demandada por la carga. Sin embargo, se debe evitar el sobredimensionamiento del inversor para tratar de hacerlo trabajar en la zona donde presenta mejores eficiencias. [26]

Se puede resumir la potencia del inversor con esta expresión

$$P_{inv} \approx PAC$$

Características técnicas del inversor:

Tabla 4 13: Característica técnicas del inversor¹²⁴

INVERSOR ELÉCTRICO	
DETALLES TÉCNICOS	
MARCA	Sunny boy 1700
Temperatura de servicio	-25°C/+60°C
Dimensiones	440mm x 339mm x 214mm
Peso	25 Kg
CORRIENTE CONTINUA	
DESCRIPCIÓN	DETALLE
Potencia máxima de CC	1850(W)
Tensión máxima de CC	48 (V)
Tensión fotovoltaica MPPT	32 - 40 (V)
Corriente máxima de entrada	12.6 (A)
Número de seguidores MPP	1

¹²⁴ Fuente: Autoría Propia

Número máximo de string	2
CORRIENTE ALTERNA	
DESCRIPCIÓN	DETALLE
Potencia nominal de C.A	1550(W)
Potencia máxima de C.A	1700(W)
Corriente máxima de salida	8.6(A)
Tensión nominal de salida C.A	220-240V/187-220V
Frecuencia del sistema	50Hz - 60Hz +/- 4.5 Hz
Factor de potencia	1
Conexión a la red	Monofásica

4.6.3.1 Número de inversores necesarios para el sistema

Para el cálculo del número total de inversores, se repartirá la potencia total del sistema en varios inversores, tomando en cuenta la potencia máxima de trabajo del inversor seleccionado:

$$T_{inversores} = \frac{P_{sistema}}{P_{inversor}} \quad (4.22)$$

Donde:

T_{inversores}: número total de inversores a instalar.

P_{sistema}: Potencia total del sistema.

P_{inversor}: Capacidad máxima del inversor.

De aquí:

$$inversores = \frac{4200}{1700}$$

$$inversores = 3 \text{ inversores}$$

4.6.4 Dimensionamiento del Regulador de carga

El regulador es el elemento que controla las cargas y descargas de la batería, permitiendo el proceso de carga de la misma desde el generador fotovoltaico y el proceso de descarga a través de los elementos de consumo eléctrico del sistema global.

A la hora de dimensionar un regulador, el objetivo principal es obtener la corriente máxima que va a circular por la instalación. Por lo tanto, se habrá de calcular la corriente que produce el generador, la corriente que consume la carga, y la máxima de estas dos corrientes será la que deba soportar el regulador en funcionamiento. [25]

La corriente de corte a la que debe actuar el regulador será fijada en el propio dispositivo, pero ha de soportar la máxima posible que la instalación pueda producir.

La intensidad de corriente que produce el generador es la suma de las intensidades que producen los módulos funcionando a pleno rendimiento:

$$IG = IR \cdot NR \quad IR = Pp \cdot \eta_m / Vm$$

Donde:

IG: Corriente producida por el generador (A)

IR: Corriente producida por cada rama en paralelo del generador (A)

NR: Número de ramas en paralelo del generador

Pp: Potencia Pico del módulo fotovoltaico (W)

η_m : Rendimiento del módulo

Vm: Tensión nominal de los módulos (V)

La intensidad que consume la carga se determina teniendo en cuenta todos los consumos al mismo tiempo:

$$IC = PDC / Vbat + PAC / 220$$

Donde:

IC : Corriente que consume la carga (A)

PDC: Potencia de las cargas en DC (W)

Vbat: Tensión nominal de la batería (V)

PAC: Potencia de las cargas en AC (W)

De estas dos corrientes, la máxima de ambas será la que el regulador deberá soportar, y será la que se utilice para su elección. [27][28]

$$IR = \max (IG, IC)$$

El regulador de carga debe cumplir con las características requeridas para el sistema solar fotovoltaico y presentar las siguientes especificaciones técnicas:

Controlador fotovoltaico (FV) que rastree el punto de potencia eléctrica máxima de un campo FV con el fin de cargar las baterías mediante la máxima intensidad disponible.

Durante la carga debe regular la tensión e intensidad de salida de las baterías según la cantidad de energía disponible proveniente del campo FV y el nivel de carga de las baterías.[29]

Voltaje pre configurado del sistema de baterías: 12, 24, 36, 48, 60VDC.

Voltaje máximo a circuito abierto del panel: 120 VDC.

Rango de temperatura de operación: -40 a 60°C.

Corriente de salida, Iregulador = 60ADC.

Número total de reguladores de carga

Para el dimensionamiento de los reguladores de carga se emplearán algunos valores ya calculados y otros que son dados por el fabricante.

$$Treguladores = \frac{Ips}{Iregulador} \quad (4.23)$$

Donde:

Iregulador: Capacidad máxima pico CA del controlador.

Para nuestro caso se necesitarán 2 reguladores de carga de 60 Amp cada uno.

Dimensionado del Cableado

El dimensionado del cableado constituye una de las tareas en las que se deberá prestar especial atención, ya que siempre que exista consumo habrá pérdidas debido a las caídas de tensión en los cables.

Estas pérdidas óhmicas deben cumplir la más restrictiva de las dos condiciones siguientes:

- Verificar las normas electrotécnicas de baja tensión
- La pérdida de energía debe ser menor que una cantidad prefijada. [20]

Su valor puede calcularse con las siguientes expresiones:

$$PPC = I^2 \cdot RC$$

$$RC = \rho \cdot L / S$$

Donde:

PPC: Potencia de Pérdidas en los conductores (W)

I: Corriente que circula por los conductores (A)

RC: Resistencia óhmica de los conductores (Ω)

ρ : Resistividad del conductor ($\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$)

L: Longitud de los conductores (m)

S: Sección de los conductores (mm^2)

Las caídas de voltaje entre paneles solares y entre los paneles y los reguladores deben ser menores al 5%, entre los reguladores y el banco de baterías menor al 2% y entre los reguladores y el inversor menor al 5%. [22]

En definitiva como estamos manejando corrientes parecidas al sistema anterior se podrá decir que los conductores y protecciones en CC y CA podrán ser los mismos.

Tabla 4 14: Activos fijos.¹²⁵

ACTIVOS FIJOS				
EQUIPOS				
ITEMS	DETALLES	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1	Panel fotovoltaico policristalino de 150 Wp	32	200	6400
2	Inversor Sunny Boy 1700	3	1400	4200
3	Sistema de montaje	32	45	1440
4	Contador bidireccional	1	500	500
5	Baterías	8	200	1600
6	regulador de carga	2	200	400
7	Diodos de bloqueo	2	15	30
8	Diodos de derivación	32	5	160
9	Fusible 10A	2	10	20
10	Disuntor 15Amp	2	10	20
11	Termomagnetico 25	2	30	60
12	Interruptor general 50 Amp	2	45	90
13	Varios (Valor reliquidable)	1	1000	1000
	subtotal equipos			15920
MANO DE OBRA Y ACESORIA TECNICA				
12	Instalación	1	1000	1000
13	Mano de obra	1	1500	1500
14	Movilización	1	150	150
	subtotal mano de obra y asesoría técnica			2650
			total	18570

¹²⁵ Fuente: Autoria propia

Tabla 4 15: Producción energética.¹²⁶

MES	IRRADIACIÓN $\frac{Kw}{m^2}$	DÍAS	IRRADIANCIA $\frac{Kw}{m^2 \text{ día}}$	ENERGÍA PRODUCIDA POR PANELES MES (Kwh)	ENERGÍA ENTREGADA NETA (PERDIDAS 15%)	PRECIO Kwh/Usd.	TOTAL Usd.
Enero	4,34	31	134,54	645,792	548,92	0,1185	65,05
Febrero	3,66	28	102,48	491,904	418,12	0,087	36,38
Marzo	2,87	30	86,1	413,28	351,29	0,089	31,26
Abril	4,2	31	130,2	624,96	531,22	0,1185	62,95
Mayo	4,17	30	125,1	600,48	510,41	0,085	43,38
Junio	5,93	31	183,83	882,384	750,03	0,135	101,25
Julio	5,44	31	168,64	809,472	688,05	0,089	61,24
Agosto	5,06	31	156,86	752,928	639,99	0,089	56,96
Septiembre	5,47	30	164,1	787,68	669,53	0,1185	79,34
Octubre	4,74	31	146,94	705,312	599,52	0,1185	71,04
Noviembre	4,32	30	129,6	622,08	528,77	0,1185	62,66
Diciembre	4,86	31	150,66	723,168	614,69	0,1185	72,84
		365			6850,52		744,35
<i>VALORES BASADOS A UN ARREGLO DE 32 PANELES FOTOVOLTAICOS DE 150 WP</i>							

Los valores de Kwh están regidos al plan tarifario de la E.E.Q para el mes de Marzo del 2104.

¹²⁶ Fuente: Autoria propia

Tabla 4 16: Movimiento de flujo y capital¹²⁷

MOVIMIENTOS DE FLUJO DE CAPITAL Y VENTA DE GENERACIÓN							
AÑOS	VENTA DE ENERGÍA TOTAL PRODUCIDA (Kwh)	PAGO PLANILLA ENERGÍA ELÉCTRICA	COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	PRECIO KWh	ingresos	egresos	FLUJO DE CAJA
0							-17770
1	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
2	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
3	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
4	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
5	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
6	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
7	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
8	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
9	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
10	6850,52	0,00	1890,00	0,12	811,79	1890,00	-1078,2
11	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
12	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
13	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
14	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
15	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
16	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
17	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
18	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
19	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
20	6850,52	0,00	80,00	0,12	811,79	80,00	731,79
En el mantenimiento se considerará el cambio del inversor cada 10 años							

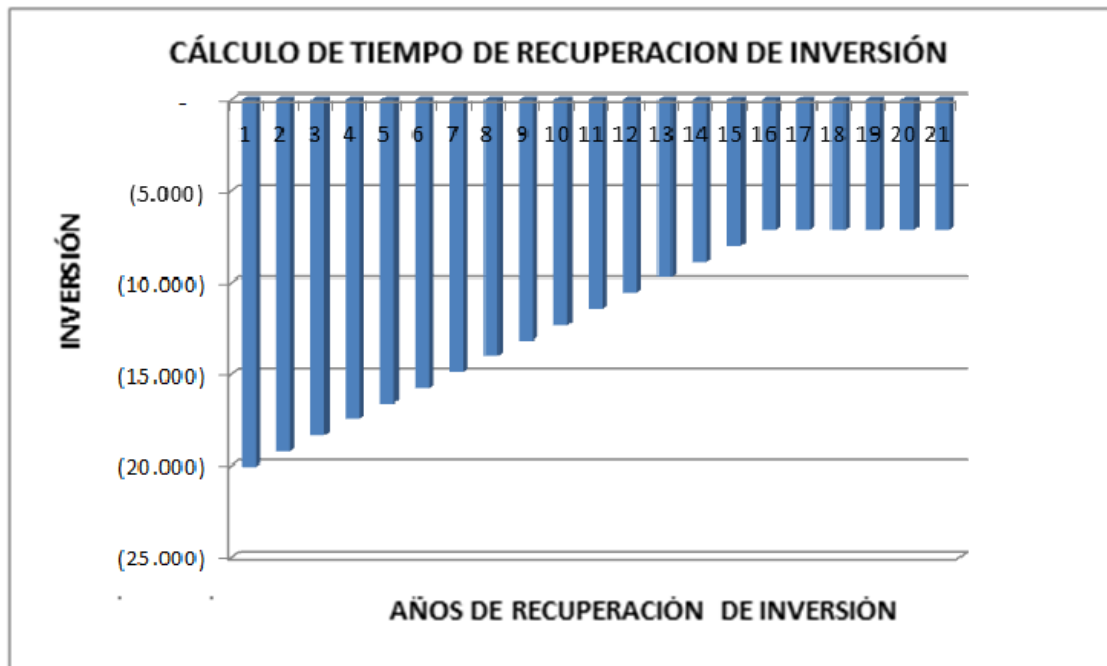
¹²⁷ Fuente: Autoría Propia

Calculo del TIR y VAN

Tabla 4 17: TIR Y VAN¹²⁸

INVERSIÓN	17770,00
INTERÉS	8,17
VAN	(\$ 10.451,03)
TIR	0%

Tabla 4 18: Tiempo de recuperación¹²⁹



¹²⁸ Fuente: Autoría Propia

¹²⁹ Fuente: Autoría Propia

CONCLUSIONES:

- La implementación de sistemas fotovoltaicos sin banco de baterías son más eficientes ya que podemos incrementar el voltaje del sistema para reducir costos en protecciones y cableado a mayor voltaje menor corriente, y recordando que las baterías representan un costo muy importante en el momento de realizar el análisis económico haciendo de este tipo de sistemas sean más económicos para realizar la inversión.
- Al tener menos equipos y reducir los mantenimientos, el sistema es más fiable
- La principal ventaja de la energía solar fotovoltaica es que se trata de una energía limpia, sin gran incidencia en el medio ambiente.
- Debemos tener en cuenta que las emisiones de carbono por combustión están ocasionando varios problemas de contaminación en el planeta, ocasionando con esto varios problemas de calentamiento global.
- La energía que capta un panel solar fotovoltaico va a depender tanto de la climatología del lugar como del ángulo de inclinación que el panel posea respecto a los rayos solares.
- Los inversores para conexión a la red eléctrica son los que suelen requerir mayores exigencias tales como (bajo nivel de distorsión de armónicos, desconexión en caso de pérdida de red, protecciones estabilidad de tensión de salida.), por esta razón se debe realizar una correcta elección de este equipo.
- El Consejo Nacional de Electrificación establece un pago de 0.4003 dólares por Kwh a las generadoras de electricidad con recursos no convencionales los primeros 15 años, luego de esto los valores de compra de energía serán establecidos con valores establecidos para generadoras de electricidad con recursos convencionales.
- La importación directa de los equipos reducirá el valor de inversión en este tipo de sistema de generación con una reducción 50% al 70% menos de los costos actuales de los distribuidores nacionales.
- La energía solar hoy en día es una de las fuentes de obtención de energía con gran aceptación mundial en el sistema de electrificación.

- Los cálculos realizados en la elaboración del costo beneficio nos da como resultado que para esta micro central de 4.2Kwh el tiempo de recuperación de la inversión será de 10.88 años a un interés de 9,5%.

RECOMENDACIONES

- Ante el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico se debe tener en cuenta las características técnicas principales de los equipos a instalar paneles fotovoltaicos e inversores, ya que la correcta elección de estos equipos permitirá encontrar la mejor solución de compromiso entre coste y fiabilidad.
- Es importante que la selección del cableado y protecciones sean las más idónea ya que estas delimitara las perdidas en el trasporte de la corriente y asegurar la correcta continuidad del servicio de generación, se debe recordar que el sobredimensionamiento de los conductores y protección afectara directamente a la inversión del sistema y a al correcto funcionamiento de los equipos.
- Se debe recordar que para el cálculo de la energía producida se deberá incluir las pérdidas diarias de energía producidas por el autoconsumo de los equipos.
- Las distancias entre la superficie de los módulos y la del tejado no debe ser muy grande, sin embargo, debe ser lo suficientemente holgada para garantizar una correcta ventilación para evitar que la eficiencia de los paneles caiga por temperatura, de igual manera deberán tener una correcta inclinación para garantizar que pequeñas partículas (polvo, hojas, Agua) no obstruyan la superficie de los paneles fotovoltaicos.
- La falta de mediciones de irradiación focalizadas en el Ecuador son un limitante para la elaboración de un plan de generación eléctrica con sistemas no convencionales, debemos recordar que los datos que existen hoy en día son a nivel nacional.
- Las afectaciones ambientales que se pudieran dar, serán reglamentadas directamente por los organismos responsables, los cuales delimitaran el alcance de los proyectos esto quiere decir que los proyectos estar obligados a cumplir con las disposiciones distritales del lugar de implementación.
- Se debe considerar que las inversiones para este tipo de generación son altas y que la mejor manera de generar ganancias es con la importación directa de los equipos.

- El costo de generación de cada Kwh producido estará sujeto a los precios establecidos por las instituciones encargadas y que la variación de estos precios dependerá directamente de los organismos competentes.
- Las perdidas energéticas por sombreado son difíciles de calcular y por esta razón se debe considerar adecuadamente la ubicación de este tipo de sistema.

REFERENCIAS:

- [1] M. E. Garcia, *DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO CON SISTEMA SCADA AL CONTROL DEL MICRO CLIMA Y DOSIFICACIÓN DEL PRODUCTO ALMACENADO EN SILOS*. Quito: , 2006, pp. 162-169.
- [2] CONELEC, “PLIEGO TARIFARIO PARA EMPRESAS ELÉCTRICAS,” QUITO, 2012.
- [3] Ministerio and de E. y E. R. (MEER), *La Electrificación Rural en Ecuador*. Quito: , 2009, pp. 9-18.
- [4] CONELEC, “Desarrollo de la energización y la electrificación urbano marginal,” Quito, 2009.
- [5] E. ALSEMA, E. y NIEWLAAR, *Environmental Aspects of PV Power Systems*. Amsterdam: , 2006, p. 2006.
- [6] CONELEC, “PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2012-2021,” Quito, 2012.
- [7] L. LEONARD, *Design and Analysis of a Grid Connected Photovoltaic Generation System with Active Filtering Function*. Blacksburg, Estados Unidos: , 2008.
- [8] VARIOS AUTORES, *Maintenance and Operation of Stand-alone Photovoltaic Systems*. Albuquerque, Estados Unidos: , 2008.
- [9] M. de E. y E. R. (MEER), “Plan-Nacional-para-el-Buen-Vivir-2013-2017-partel.pdf.” .
- [10] M. A. Abella, *SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*, CIEMAT. Madrid: , 2010, pp. 1-59.
- [11] M. de E. y E. R. (MEER), “MEER.” [Online]. Available: www.mer.gov.ec.
- [12] MIGUEL Angel Sánchez Maza, *ENERGIA SOLAR TERMICA*. México: , 2008, p. 2008.
- [13] J. Dong et al., “High-Efficiency Full Back Contacted Cells Using,” vol. 4, no. 1, pp. 130-133, 2013.
- [14] W. HERMANN, *ENERGY QUALITY, FLOW AND ACUMULATION IIN THE WORLD*. PALO ALTO: , 2008, p. 2008.

- [15] A. A. B. Rújula, *Energías Renovables-Sistemas Fotovoltaicos*. ZARAGOZA: , 2009.
- [16] P. GRAZIANI, M. y FORNASIERO, *Renewable Resources and Renewable Energy*. Boca Raton, FL, Estados Unidos: , 2007, p. 2007.
- [17] A. B. Meinel, *Aplicaciones de la energía solar*, Reverté S. Barcelona: , 1986.
- [18] T. Tanaka et al., “Photogenerated Current By Two-Step Photon Excitation in ZnTeO Intermediate Band Solar Cells with n-ZnO Window Layer,” vol. 4, no. 1, pp. 196-201, 2013.
- [19] M. IBAÑEZ PLANA – J. R. ROSELL POLO – J. I. ROSSEL URRUTIA, *TECNOLOGÍA SOLAR*. MADRID: , 2005.
- [20] A. M. Sc, C. O. Ing, R. Arivilca, G. E. Consultor, and S. Srl, *Energía Solar Fotovoltaica*. Quito: DED (DEUTSCHER ENTWICKLUNGSDIENTS), 2010.
- [21] M. CUENCA, *Instalación de Equipos de Generación Eléctrica Solar y Eólica*. Tarragona, España: , 2005.
- [22] C. Y. O. WOLFSEGGGER, *Solar Generation IV*. Ámsterdam, Holanda: , 2007.
- [23] R. Sources and O. F. Energy, “ENERGY FOR THE FUTURE : CAMPAIGN FOR TAKE-OFF,” *Energy*.
- [24] VARIOS AUTORES, *Clean Energy Choices U.S Department of Energy*. Virginia - Estados Unidos: , 2008.
- [25] I. para la diversificación y ahorro de Energía, “Energía Solar Térmica,” Madrid, 2012.
- [26] V. GÖTZBERGER, Adolf y HUFFMANN, *Photovoltaic Solar Energy Generation*. Berlín, Alemania: , 2005.
- [27] CONELEC, “Atlas solar del Ecuador,” Quito, 2008.
- [28] I. DUNLOP, *Batteries and Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems*. Albuquerque, Estados Unidos: , 1997, p. 1997.
- [29] J. Messenger, Roger A. Ventre, *PHOTOVOLTAIC SYSTEMS ENGINEERING*, Segunda. Washington D.C.: , 2005, pp. 25-145.
- [30] Solar Energy International, *Photovoltaics Design and Installation Manual*. Gabriola Island-Canada: , 2010.

- [31] C. O. Ballesteros, *Analisis de Inversores*. Madrid: , 2012, pp. 5-200.
- [32] F. Schindler, B. Michl, J. Sch, W. Kwapil, W. Warta, and M. C. Schubert, “Solar Cell Efficiency Losses Due to Impurities From the Crucible in Multicrystalline Silicon,” vol. 4, no. 1, pp. 122-129, 2013.
- [33] B. LINDGREN, *Power Converter for Photovoltaic Applications*. Gotemburgo, Suecia: , 2005.
- [34] C. Olalla, C. Deline, D. Maksimovic, and S. Member, “Performance of Mismatched PV Systems With Submodule Integrated Converters,” *Scenario*, vol. 4, no. 1, pp. 396-404, 2013.
- [35] C. Ing. ARIVILCA, Roberto - M. Sc. Ing. ORBEGOZO, *Energía Solar Fotovoltaica-Manual Técnico para Instalaciones Domiciliarias*. Barcelona: , 2010.
- [36] S. Braun, R. Nissler, C. Ebert, D. Habermann, and G. Hahn, “High Efficiency Multi-busbar Solar Cells and Modules,” vol. 4, no. 1, pp. 148-153, 2013.
- [37] P. P. Jenkins et al., “High-Bandgap Solar Cells for Underwater Photovoltaic Applications,” vol. 4, no. 1, pp. 202-207, 2013.
- [38] P. Vaca and V. Romo, *DISEÑO E IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE MONITOREO INALAMBRICO PARA TRANSMISION DE DATOS DE UN GRUPO ELECTROGENO A UNA PC*. Quito: , 2009, pp. 20-50.
- [39] P. Francisco and C. Abarca, *ESTUDIO DE LAMPARAS LED PARA ALUMBRADO PÚBLICO Y DISEÑO DE UN SISTEMA SCADA CON CONTROL AUTOMÁTICO ON/OFF*. Quito: , 2013.
- [40] Ma. E. Garcia, *DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO CON SISTEMA SCADA AL CONTROL DEL MICRO CLIMA Y DOSIFICACIÓN DEL PRODUCTO ALMACENADO EN SILOS*. Quito: , 2008, pp. 23-48.
- [41] E. Leon, Jhonny-Simbaña, *Diseño e implementación de la automatización y monitoreo del sistema de pesaje y mezcla de materia prima para la fabricación de tubería en la fabrica Tigra S.A*. Quito: , 2011, pp. 20-56.
- [42] D. BETANCOUR, *DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA PARA EL PROCESO OVER HEAD DE SELLADO EN OMNIBUS BB*. Quito: , pp. 56-117.
- [43] The Mendeley Support Team, “Getting Started with Mendeley,” *Mendeley Desktop*. Mendeley Ltd., London, pp. 1-16, 2011.

- [44] M.-enabled Photovoltaics et al., “Failure Analysis Techniques for,” vol. 4, no. 1, pp. 470-476, 2013.
- [45] Robin E. Bentley, *Handbook of Temperature Measurement: Theory and practice of thermoelectric*. Mexico City: Pearson.
- [46] E. Leon, Jhonny-Simbaña, *Diseño e implementación de la automatización y monitoreo del sistema de pesaje y mezcla de materia prima para la fabricación de tubería en la fabrica Tigra S.A*. Quito: , 2011.
- [47] EEQ, “Tarifas 2013 EEQ,” Quito, 2013.
- [48] P. Vaca, *DISEÑO E IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE MONITOREO INALAMBRICO PARA TRANSMISION DE DATOS DE UN GRUPO ELECTROGENO A UNA PC*, vol. 322. .
- [49] Ma. E. Garcia, *DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO CON SISTEMA SCADA AL CONTROL DEL MICRO CLIMA Y DOSIFICACIÓN DEL PRODUCTO ALMACENADO EN SILOS*. Quito: , 2008, pp. 69-94.
- [50] EEQ, “Guía para diseño parte a normas para sistemas de distribución,” Quito, 2009.
- [51] GOOGLE, “GOOGLE EARTH.” [Online]. Available: www.earth.google.com.
- [52] M. Arias, *Diseño e implementación de un módulo didáctico en automatización industrial aplicando buses de campo para la empresa Ecuainsetec*. Quito: , 2013.
- [53] E. Leon, Jhonny-Simbaña, *Diseño e implementación de la automatización y monitoreo del sistema de pesaje y mezcla de materia prima para la fabricación de tubería en la fabrica Tigra S.A*. Quito: , 2011.
- [54] D. BETANCOUR, *DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA PARA EL PROCESO OVER HEAD DE SELLADO EN OMNIBUS BB*. Quito: , 2012, pp. 118-146.
- [55] Ma. E. Garcia, *DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO CON SISTEMA SCADA AL CONTROL DEL MICRO CLIMA Y DOSIFICACIÓN DEL PRODUCTO ALMACENADO EN SILOS*. Quito: , 2008, pp. 108-161.
- [56] P. Vaca and V. Romo, *DISEÑO E IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE MONITOREO INALAMBRICO PARA TRANSMISION DE DATOS DE UN GRUPO ELECTROGENO A UNA PC*, no. 1. Quito: , 2009.
- [57] I. Objetivo and I. I. D. E. L. A. Denuncia, “Instructivo de graduacion,” Quito, 2006.

- [58] E. Leon, Jhonny-Simbaña, *Diseño e implementación de la automatización y monitoreo del sistema de pesaje y mezcla de materia prima para la fabricación de tubería en la fabrica Tigra S.A.* Quito: , 2011.
- [59] D. BETANCOUR, *DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA PARA EL PROCESO OVER HEAD DE SELLADO EN OMNIBUS BB.* Quito: , 2007, pp. 1-31.
- [60] M. E. Garcia, *DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO CON SISTEMA SCADA AL CONTROL DEL MICRO CLIMA Y DOSIFICACIÓN DEL PRODUCTO ALMACENADO EN SILOS.* Quito: , 2008, pp. 95-107.

Anexos

ANEXO A

CARACTERISTICAS TÉCNICAS PANELES SOLARES.

Catálogo de productos



Paneles Solares

Fabricante: EXMORK 艾美克斯能源							
Tipo	5Wp 12V	15Wp 12V	25Wp 12V	50Wp 12V	80Wp 12V	100Wp 12V	150Wp 24V
Material	Si-Poli- cristalino	Si-Poli- cristalino	Si- Mono- cristalino	Si-Poli- cristalino	Si- Mono- cristalino	Si-Poli- cristalino	Si-Poli- cristalino
Modelo	5P	15P	25C	50P	80C	100P	150P
Medidas (mm)	290x200x28	420x360x28	550x400x28	670x620x35	1200x550x3 5	1130x670x3 5	1190x992x3 5
Voltage Max. Voc*	22 V +/-0.5V	22 V +/-0.5V	22 V +/-0.5V	22 V +/-0.5V	21.97 V +/-0.5V	22 V +/-0.5V	44 V +/-0.5V
Voltage MPP. Vmpp*	17.5 V +/-0.5V	17.4 V +/-0.5V	17.5 V +/-0.5V	17.5 V +/-0.5V	17.39 V +/-0.5V	17.5 V +/-0.5V	35.5 V +/-0.5V
Corriente Max. Isc*	0.32 A +/-0.1A	0.92 A +/-0.1A	1.54 A +/-0.1A	3.07 A +/-0.1A	4.98 A +/-0.1A	6.14 A +/-0.1A	4.61 A +/-0.1A
Corriente MPP Impp*	0.29 A +/-0.1A	0.86 A +/-0.1A	1.43 A +/-0.1A	2.86 A +/-0.1A	4.61 A +/-0.1A	5.71 A +/-0.1A	4.23 A +/-0.1A
Variación potencia	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Diodos 'Bypass'	-	-	-	2	2	2	3
Voltage en Serie maxima	600V	600V	600V	600V	1000V	600V	1000v
Caja de conexion							
Precios sin IVA	20,-USD	40,-USD	60,-USD	120,-USD	180,-USD	200,-USD	310,-USD

8

ANEXO B
CARACTERISTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR.



PV Inverter
SUNNY BOY 1200/1700
Installation Guide



SB12-17-IA-en-52 | IMEN-SB11_17 | Version 5.2



11.2 Sunny Boy 1700

DC Input

Maximum DC power at $\cos \varphi = 1$	P_{DC}	1 850 W
Maximum DC voltage *	$V_{DC \max}$	400 V
MPP voltage range at 230 V AC	V_{PV}	147 V ... 320 V
DC nominal voltage	$V_{DC \text{ nom}}$	180 V
Minimum DC voltage at 230 V AC	$V_{DC \text{ min}}$	139 V
Start voltage, adjustable	$V_{PV \text{ Start}}$	180 V
Maximum input current	$I_{PV \text{ max}}$	12.6 A
Number of MPP trackers		1
Maximum number of parallel strings		2
Voltage ripple of input voltage	V_{pp}	< 10 %
Internal consumption during operation		< 4 W

* The maximum open circuit voltage, which can occur at a cell temperature of $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, may not exceed the maximum input voltage.

AC Output

AC nominal power at 230 V AC, 50 Hz	$P_{AC \text{ nom}}$	1 550 W
Maximum AC apparent power	$S_{AC \text{ max}}$	1 700 VA
Nominal AC current	$I_{AC \text{ nom}}$	6.7 A
Maximum output current	$I_{AC \text{ max}}$	8.6 A
Maximum fuse protection		16 A
Harmonic distortion of output current at AC THD voltage < 2 %, AC power > 0.5 AC nominal power	K_{IAC}	< 3 %
Nominal AC voltage	$V_{AC \text{ nom}}$	220 V / 230 V / 240 V
AC voltage range	V_{AC}	180 V ... 265 V
AC grid frequency	$f_{AC \text{ nom}}$	50 Hz / 60 Hz
Operating range at AC grid frequency	f_{AC}	50 Hz: 45.5 Hz ... 54.5 Hz 60 Hz: 55.5 Hz ... 64.5 Hz
Power factor at nominal AC power	$\cos \varphi$	1
Overvoltage category		III
Test voltage at 50 Hz		1.7 kV
Surge testing voltage		4 kV
Surge testing voltage with serial interface		6 kV
Internal consumption in night mode		0.1 W

Mechanical data

Width x height x depth	440 mm x 339 mm x 214 mm
Weight	25 kg

Climatic Conditions

Extended temperature range *	- 25 °C ... +60 °C
Extended humidity range *	0 % ... 100 %
Extended air pressure range *	79.5 kPa ... 106 kPa
Temperature range **	- 25 °C ... +70 °C
Operation temperature range	- 25 °C ... +60 °C
Maximum operating altitude above mean sea level	2 000 m

* according to DIN EN 50178:1998-04, installation type C, class 4K4H

** according to DIN EN 50178:1998-04, transport type E, class 2K3

Features

Topology	LF transformer
----------	----------------

General data

Protection rating according to DIN EN 60529	IP65
Protection class	I
Noise emission (typical)	≤ 46 dB(A)

Protective equipment

All-pole DC switch-disconnector	Electronic Solar Switch, DC plug system SUNCLIX
DC overvoltage protection	Thermally monitored varistors
Personal protection ($R_{iso} > 1 \text{ M } \Omega$)	Insulation monitoring
Pole confusion protection	Short circuit diode
AC short circuit protection	Current control
All-pole AC disconnection unit	Automatic disconnection device SMA Grid Guard 2.1, double design

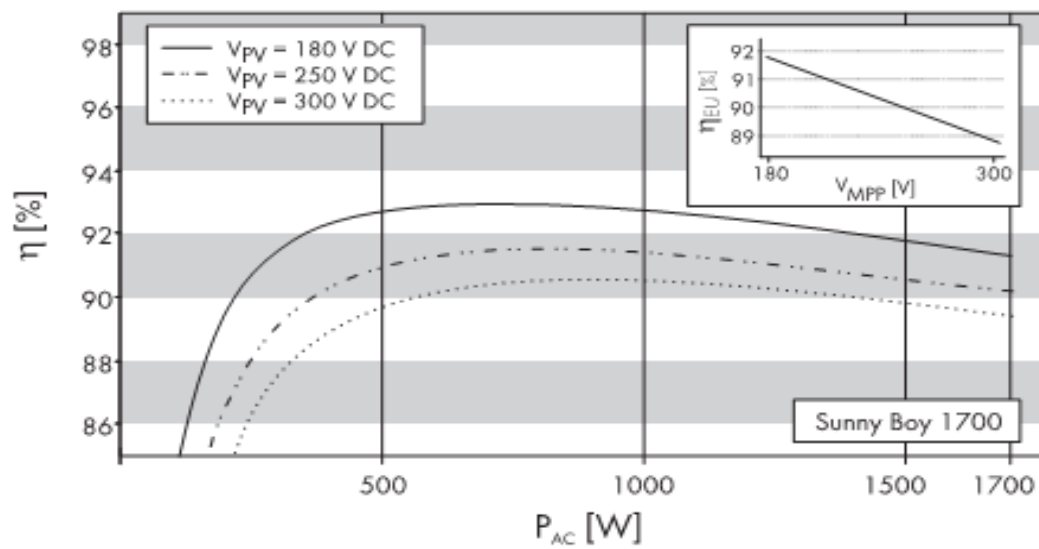
Communication Interfaces

Bluetooth	Optional
Radio	Optional
RS485, galvanically isolated	Optional

Electronic Solar Switch

Electrical service life in the event of a short circuit, with a nominal current of 35 A	A minimum of 50 switching operations
Maximum switching current	35 A
Maximum switching voltage	800 V
Maximum PV power	12 kW
Protection rating when plugged	IP65
Protection rating when unplugged	IP21

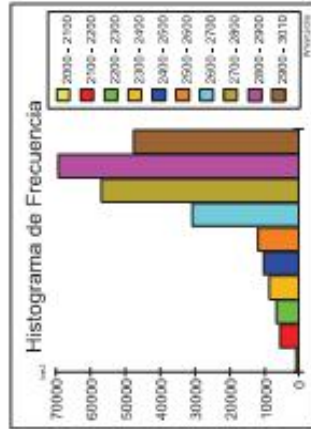
Efficiency



Peak efficiency	η_{max}	93.5 %
European efficiency	η_{EU}	91.8 %

ANEXO C
DATOS DE INSOLACION DIFUSA EN ECUADOR.

Insolación Difusa Promedio



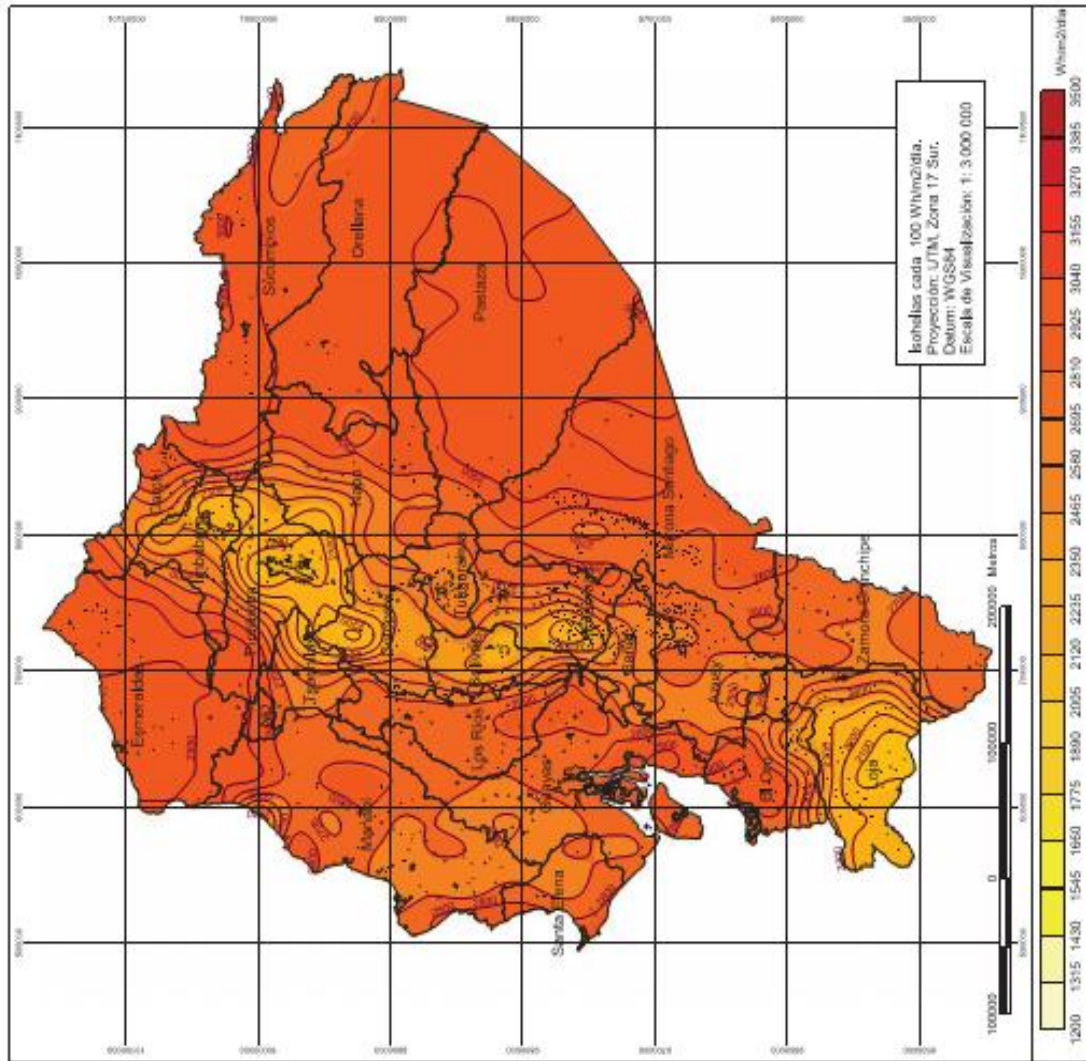
Valor Máximo: 3 105 Wh/m²/día
 Valor Mínimo: 2 032 Wh/m²/día
 Valor Promedio: 2737,05 Wh/m²/día
 Desviación Estándar: 196,8432 Wh/m²/día




Corporación para la Investigación Energética

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

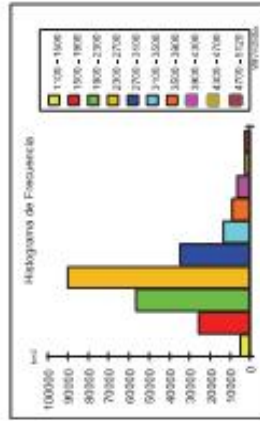
Localidad: **Insolación Difusa Anual Promedio**
Fecha: **noviembre del 2008**



Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica

ANEXO D
DATOS DE INSOLACION DIRECTA EN ECUADOR.

Insolación Directa Promedio



Valor Mínimo: 5 110 Wh/m²/día
 Valor Mínimo: 1 147 Wh/m²/día
 Valor Promedio: 2543,01 Wh/m²/día
 Desviación Estándar: 643,1827 Wh/m²/día

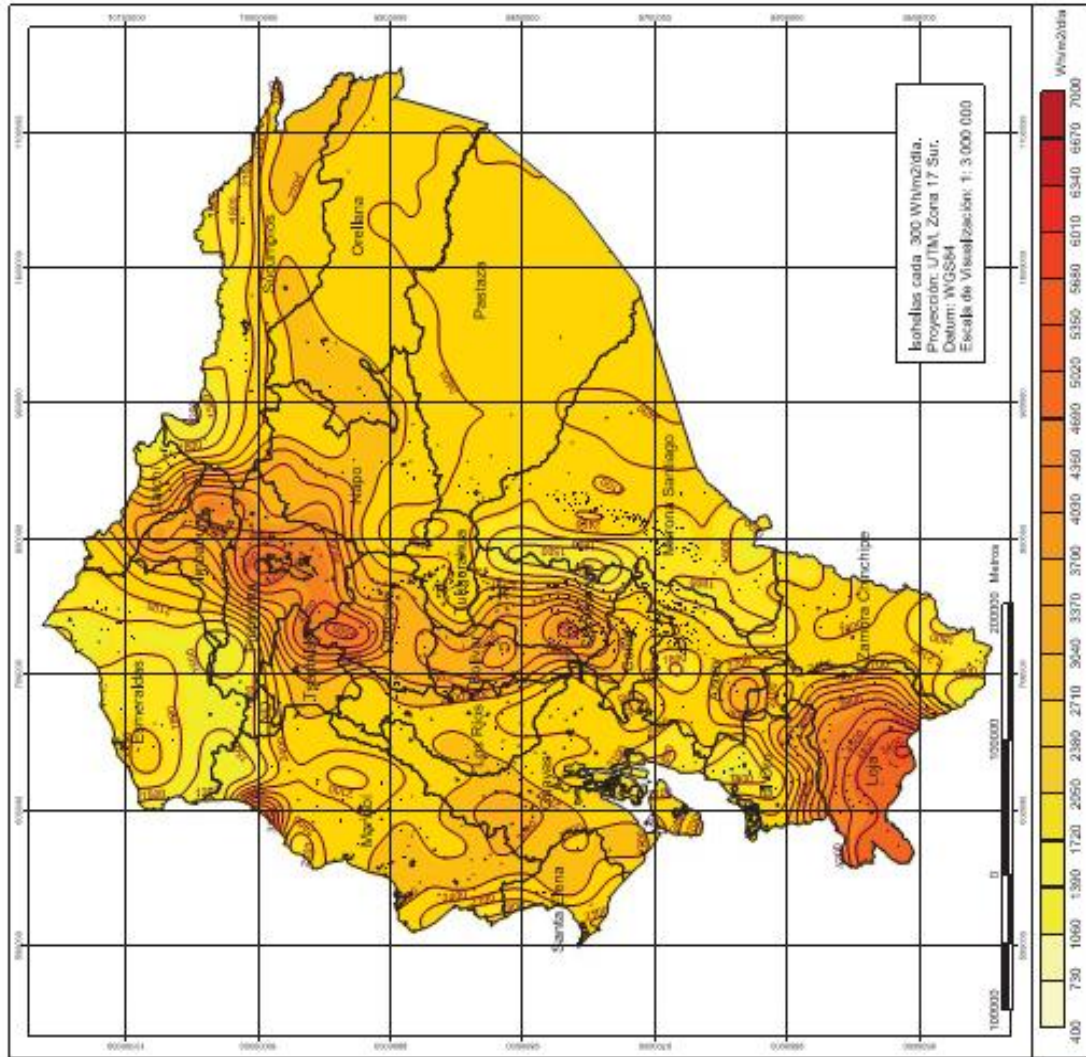
CONELEC
 Comisión Nacional de Energía Eléctrica

CIE
 Comisión Intersectorial de Energía

Corporación para la Investigación Energética

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

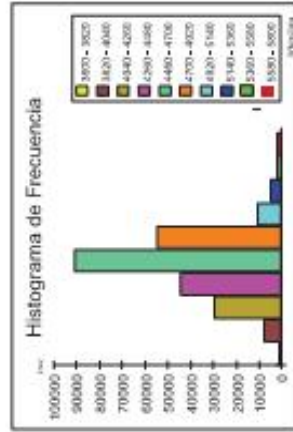
Fecha: mayo del 2005



Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica

ANEXO E
DATOS DE INSOLACION GLOBAL EN ECUADOR.

Insolación Global Promedio

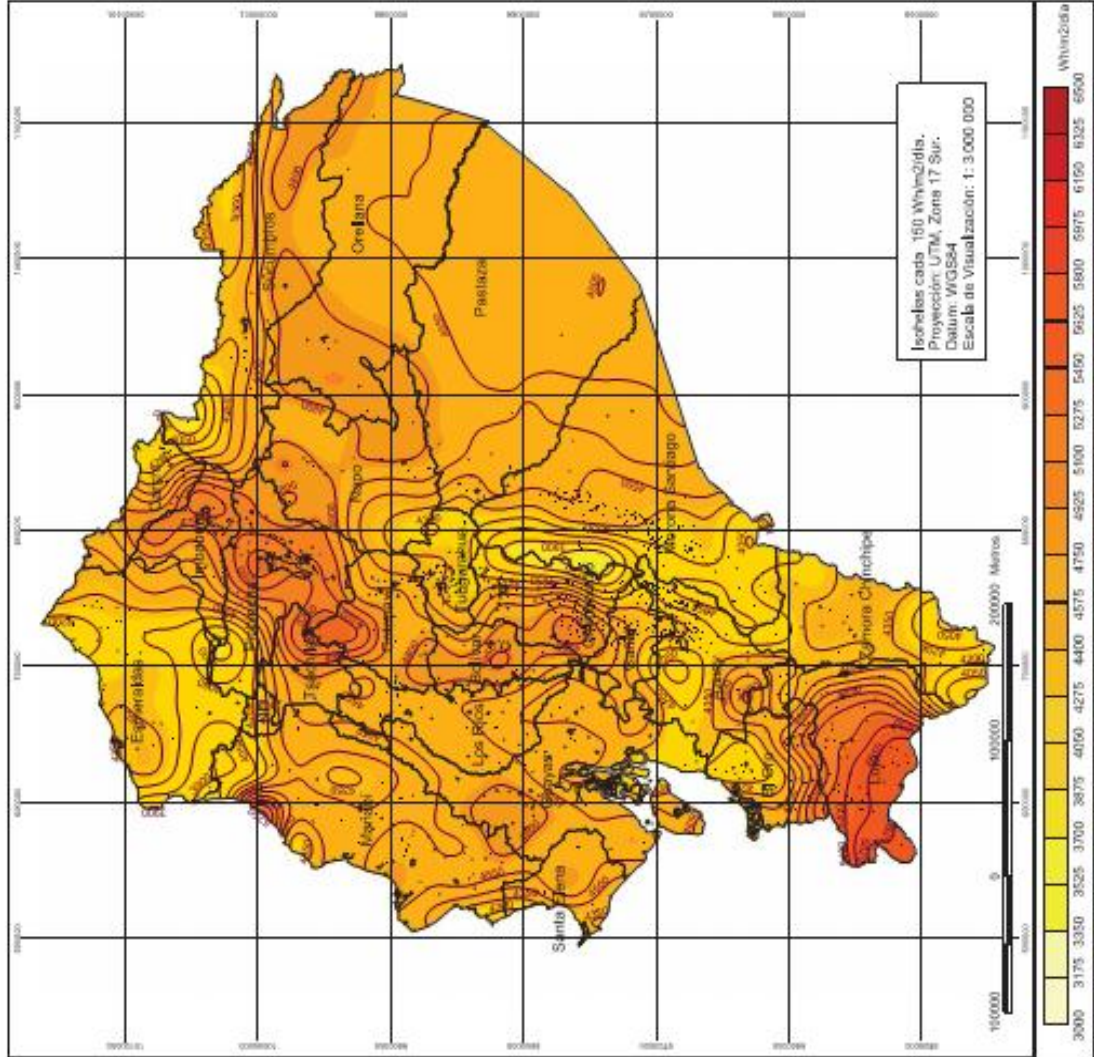


Valor Máximo: 5 748 Wh/m²/día
 Valor Mínimo: 3634 Wh/m²/día
 Valor Promedio: 4574,89 Wh/m²/día
 Desviación Estándar: 301,4083 Wh/m²/día

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACION ELECTRICA

Fecha: Agosto del 2016

Contenido: Insolación Global Anual Promedio



Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica

ANEXO F
TASAS DE INTERES BANCO CENTRAL PARA
INVERSIONES INTERNAS.

Tasas de Interés

DICIEMBRE 2013 (*)

1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES			
Tasas Referenciales		Tasas Máximas	
Tasa Activa Efectiva Referencial para el segmento:	% anual	Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento:	% anual
Productivo Corporativo	8.17	Productivo Corporativo	9.33
Productivo Empresarial	9.53	Productivo Empresarial	10.21
Productivo PYMES	11.20	Productivo PYMES	11.83
Consumo	15.91	Consumo	16.30
Vivienda	10.64	Vivienda	11.33
Microcrédito Acumulación Ampliada	22.44	Microcrédito Acumulación Ampliada	25.50
Microcrédito Acumulación Simple	25.20	Microcrédito Acumulación Simple	27.50
Microcrédito Minorista	28.82	Microcrédito Minorista	30.50

ANEXO G
VALORES DE DEMANDA MÁXIMA POR EL NÚMERO DE
USUARIO.


 EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.	NORMAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN - PARTE A - GUÍA PARA DISEÑO	PG: 42 DE 100
		REVISIÓN: 04
ISO 9001:2000	Código: DD.D.ID.722.IN.03	FECHA: 2009 - 03 - 31

Tabla 3: Demanda Máxima Coincidente (kW)

# usuarios	Estrato A	Estrato B	Estrato C	Estrato D	Estrato E
1	4.7	3.4	2.5	1.6	1.1
2	8.3	6.1	4.5	2.8	2.0
3	10.2	7.4	5.5	3.5	2.5
4	12.1	8.8	6.5	4.2	2.9
5	13.8	10.0	7.4	4.7	3.3
6	15.7	11.4	8.5	5.4	3.8
7	17.5	12.8	9.5	6.0	4.2
8	19.6	14.3	10.5	6.7	4.7
9	21.5	15.6	11.5	7.4	5.2
10	23.3	17.0	12.6	8.0	5.6
11	25.2	18.4	13.6	8.6	6.1
12	27.1	19.8	14.7	9.3	6.5
13	29.1	21.2	15.8	10.0	7.0
14	31.0	22.6	16.8	10.6	7.4
15	32.9	24.0	17.8	11.3	7.9
16	34.8	25.4	18.8	11.9	8.4
17	36.7	26.7	19.8	12.6	8.8
18	38.6	28.1	20.9	13.2	9.3
19	40.3	29.4	21.8	13.8	9.7
20	42.3	30.9	22.9	14.5	10.2
21	44.1	32.1	23.8	15.1	10.6
22	46.0	33.5	24.9	15.8	11.0
23	47.6	34.7	25.7	16.3	11.4
24	49.2	35.8	26.5	16.8	11.8
25	50.6	36.9	27.4	17.3	12.1
26	52.2	38.1	28.2	17.9	12.5
27	53.9	39.3	29.2	18.5	12.9
28	56.4	41.1	30.5	19.3	13.5
29	57.3	41.8	31.0	19.6	13.7
30	59.0	43.0	31.9	20.2	14.2
31	60.8	44.3	32.8	20.8	14.6
32	62.5	45.6	33.8	21.4	15.0
33	64.2	46.8	34.7	22.0	15.4
34	65.8	48.0	35.6	22.6	15.8
35	67.6	49.3	36.5	23.2	16.2
36	69.2	50.4	37.4	23.7	16.6
37	70.9	51.7	38.3	24.3	17.0
38	72.5	52.9	39.2	24.9	17.4
39	74.3	54.2	40.2	25.5	17.8
40	75.8	55.3	41.0	26.0	18.2
41	77.4	56.4	41.9	26.5	18.6
42	79.0	57.6	42.7	27.1	19.0

ELABORÓ: Dpto. Estudios de Distribución	REVISÓ: División de Ingeniería de Distribución	APROBÓ: Dirección de Distribución
---	--	---



EMPRESA
ELÉCTRICA
QUITO S.A.

NORMAS PARA SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN - PARTE A -
GUÍA PARA DISEÑO

PG: 43 DE 100

REVISIÓN: 04

ISO 9001:2000

Código: DD.D ID. 722.IN. 03

FECHA: 2009 - 03 - 31

Tabla 3: Demanda Máxima Coincidente (KW)

# usuarios	Estrato A	Estrato B	Estrato C	Estrato D	Estrato E
43	80.3	58.6	43.4	27.5	19.3
44	82.2	59.9	44.5	28.2	19.7
45	84.0	61.2	45.4	28.8	20.1
46	85.6	62.4	46.3	29.3	20.5
47	87.3	63.6	47.2	29.9	20.9
48	89.0	64.9	48.1	30.5	21.4
49	90.5	66.0	48.9	31.0	21.7
50	92.1	67.1	49.8	31.6	22.1
51	93.8	68.4	50.7	32.2	22.6
52	95.3	69.4	51.5	32.7	22.9
53	96.7	70.5	52.3	33.1	23.2
54	98.6	71.9	53.3	33.8	23.7
55	100.1	72.9	54.1	34.3	24.0
56	101.8	74.2	55.0	34.9	24.4
57	103.2	75.3	55.8	35.4	24.8
58	104.8	76.4	56.7	35.9	25.2
59	106.7	77.8	57.7	36.6	25.6
60	108.0	78.7	58.4	37.0	25.9
61	109.6	79.9	59.3	37.6	26.3
62	111.2	81.1	60.1	38.1	26.7
63	112.8	82.2	61.0	38.7	27.1
64	114.4	83.4	61.9	39.2	27.5
65	116.0	84.6	62.7	39.8	27.8
66	117.6	85.7	63.6	40.3	28.2
67	119.1	86.8	64.4	40.8	28.6
68	120.6	87.9	65.2	41.4	29.0
69	122.2	89.1	66.1	41.9	29.3
70	123.8	90.3	67.0	42.4	29.7
71	125.4	91.4	67.8	43.0	30.1
72	127.0	92.6	68.7	43.5	30.5
73	128.5	93.7	69.5	44.1	30.9
74	130.1	94.8	70.3	44.6	31.2
75	131.6	95.9	71.1	45.1	31.6
76	133.1	97.0	72.0	45.6	31.9
77	134.6	98.1	72.8	46.1	32.3
78	136.2	99.3	73.6	46.7	32.7
79	137.7	100.4	74.4	47.2	33.0
80	139.2	101.5	75.3	47.7	33.4
81	140.9	102.7	76.2	48.3	33.8
82	142.5	103.9	77.1	48.9	34.2
83	143.8	104.8	77.7	49.3	34.5
84	145.0	105.7	78.4	49.7	34.8
85	146.5	106.8	79.2	50.2	35.1

ELABORÓ:
Dpto. Estudios de
Distribución

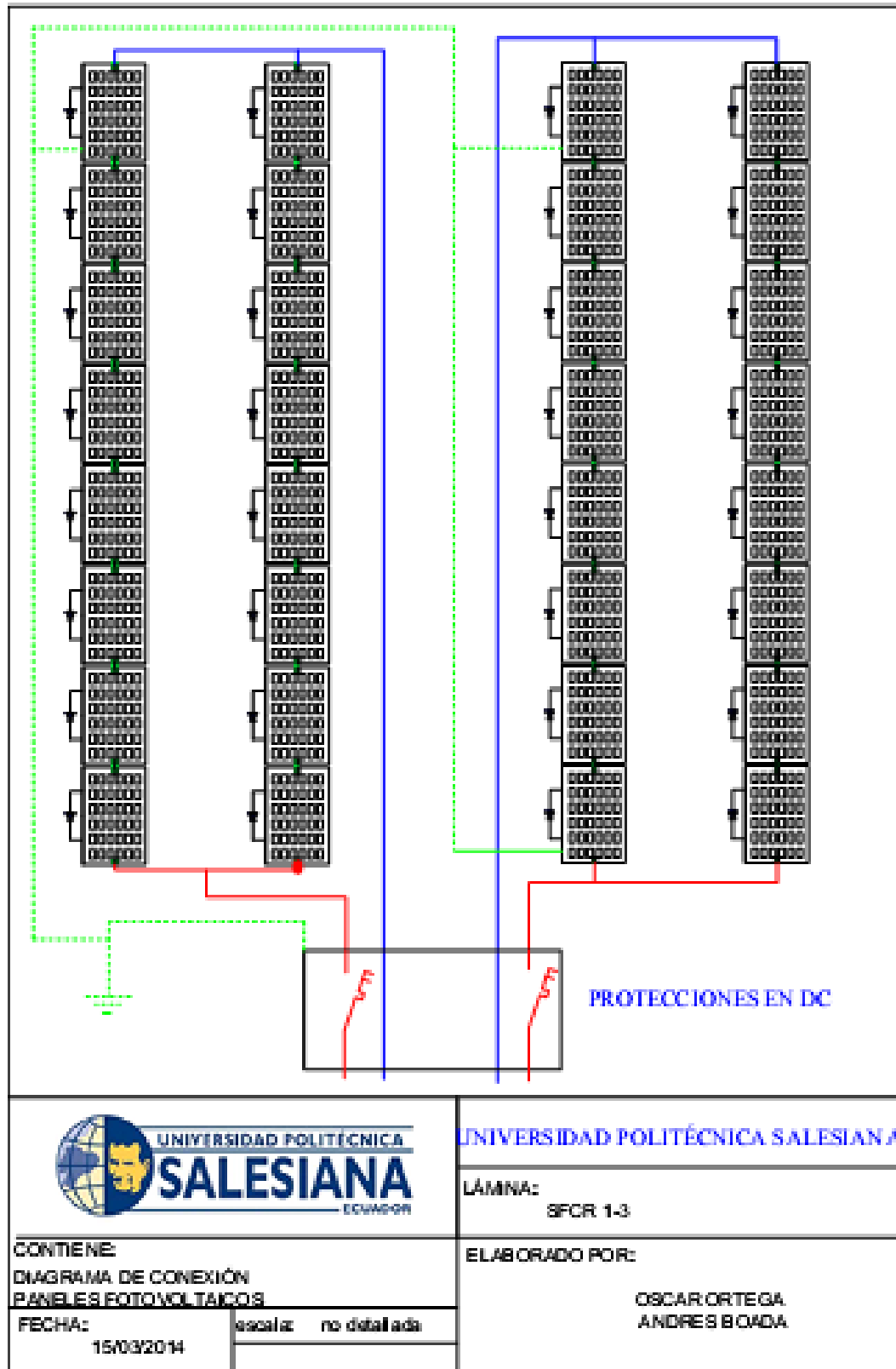
REVISÓ:
División de Ingeniería de
Distribución

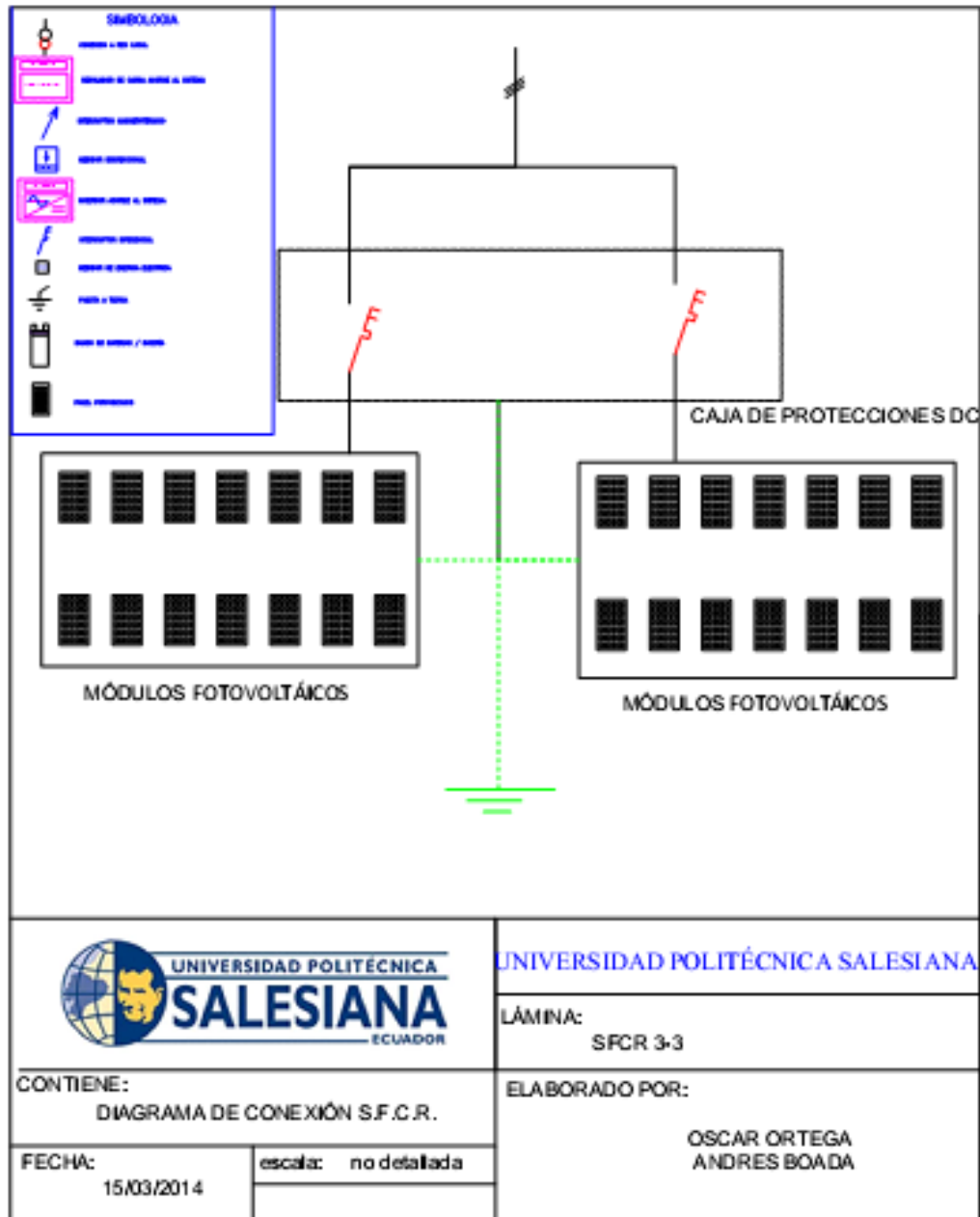
APROBÓ:
Dirección de Distribución

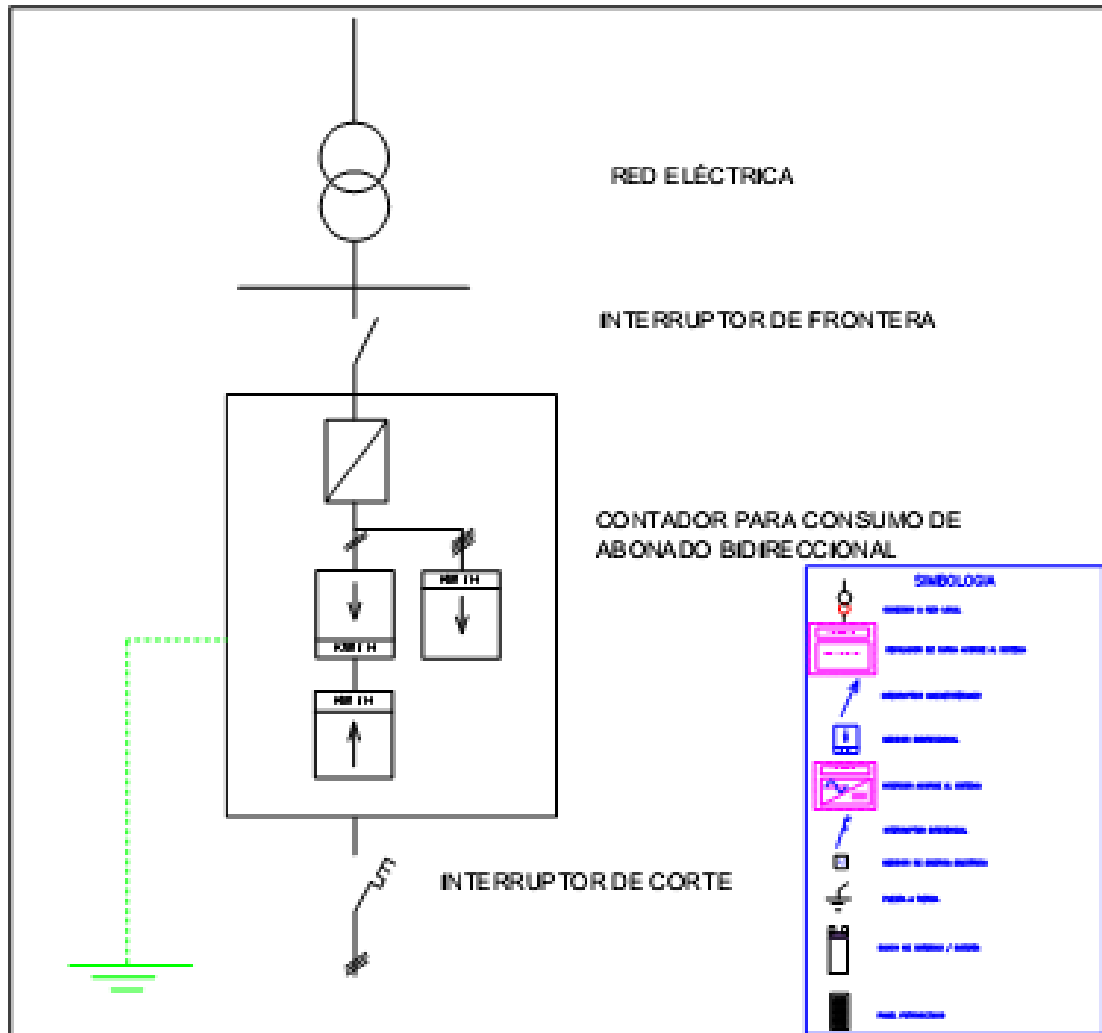
ANEXO H

PLANILLA CALCULO DEMANDA USUARIOS INDUSTRIALES Y RESIDENCIALES.

ANEXOS I
PLANOS UNIFILARES INSTALACIÓN SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.







UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

LÁMINA:
SFCR 1-3

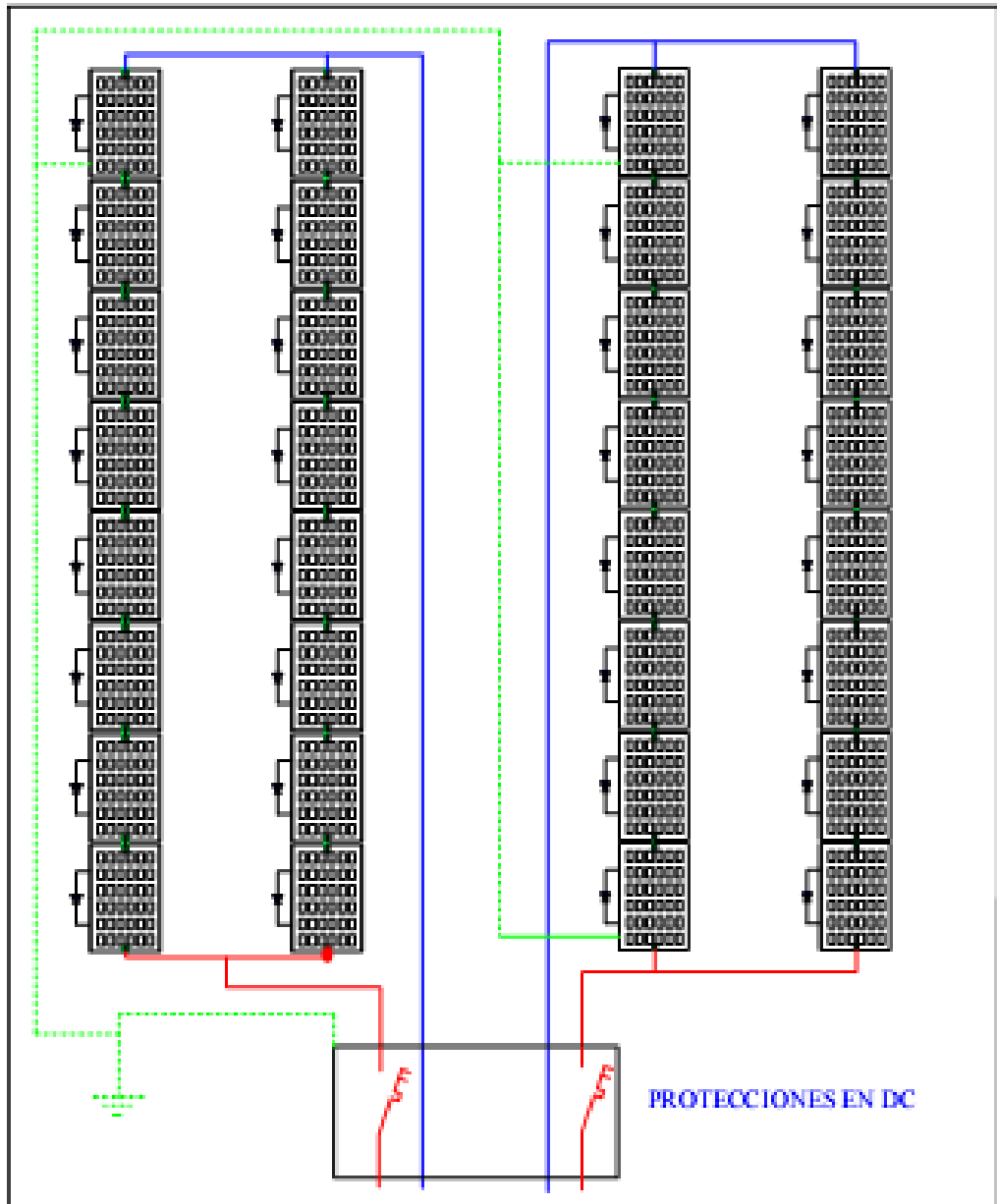
CONTIENE:
DIAGRAMA DE CONEXIÓN S.F.C.R.


ELABORADO POR:
OSCAR ORTEGA
ANDRÉS BOADA

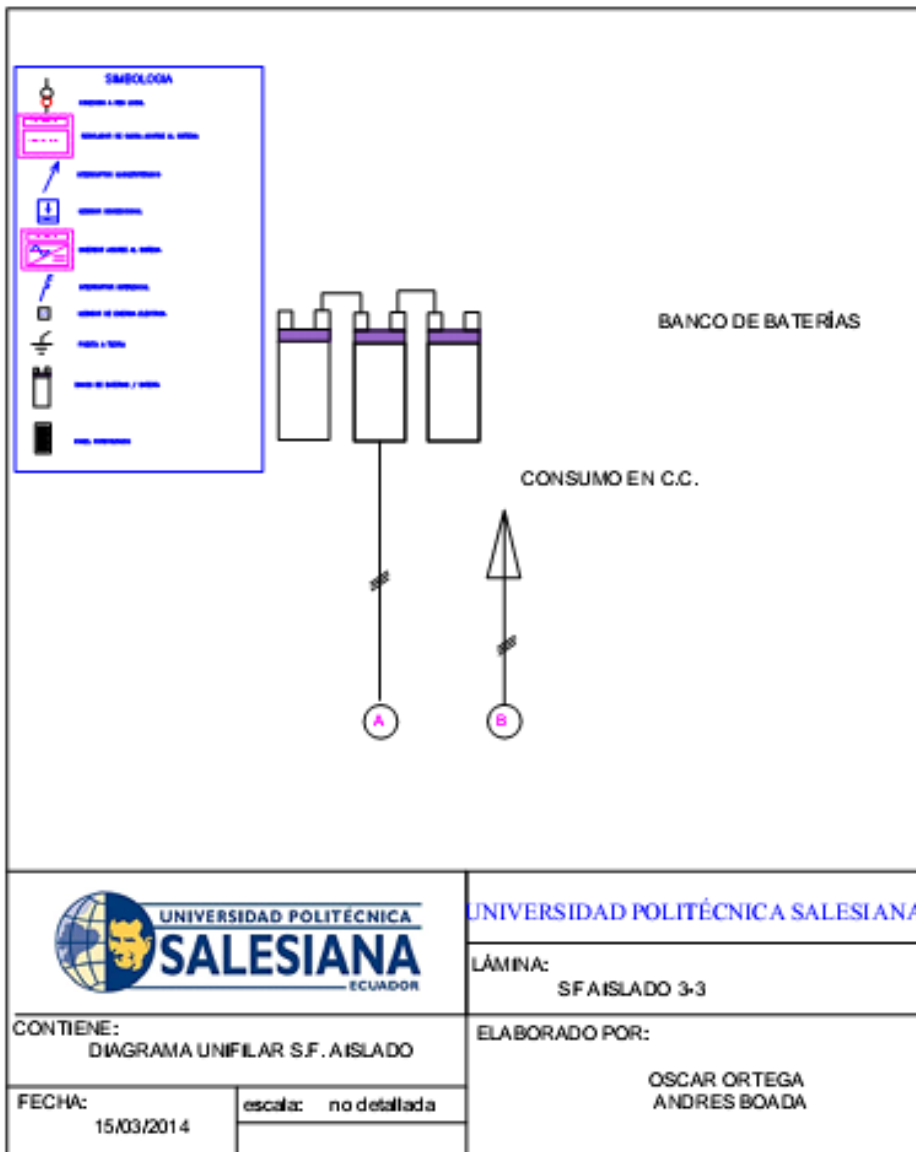
FECHA:
15/03/2014

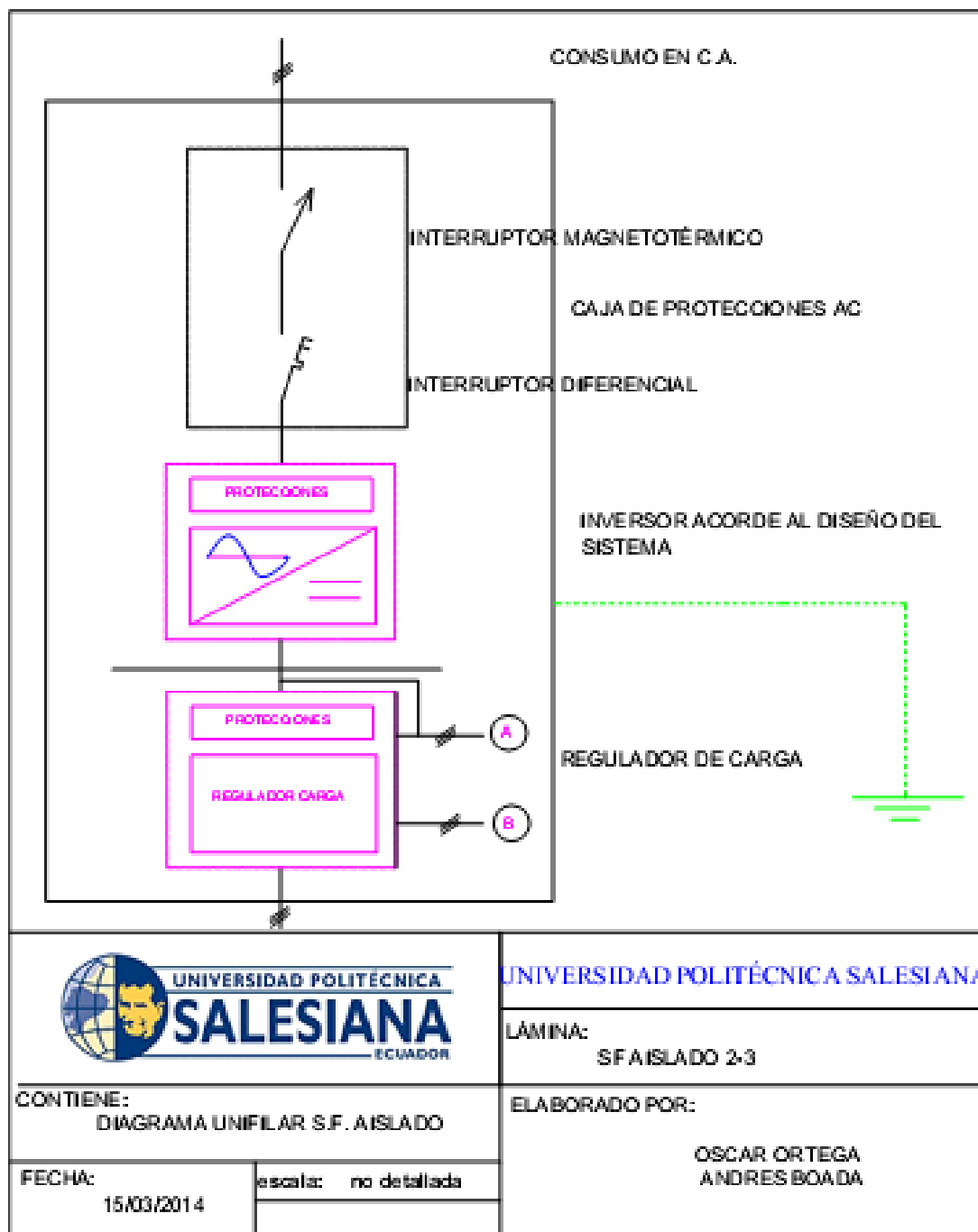
escala: no detallada

ANEXOS J
PLANOS UNIFILARES INSTALACIÓN SISTEMA
FOTOVOLTAICO AISLADO.



 <p>UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR</p>	<p>UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA</p>
<p>CONTIENE: DIAGRAMA DE CONEXIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS</p>	<p>LÁMINA: SFCR 1-3</p>
<p>FECHA: 15/03/2014</p> <p>escala: no detallada</p>	<p>ELABORADO POR: OSCAR ORTEGA ANDRÉS BOADA</p>





UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

LÁMINA:
SF AISLADO 2-3

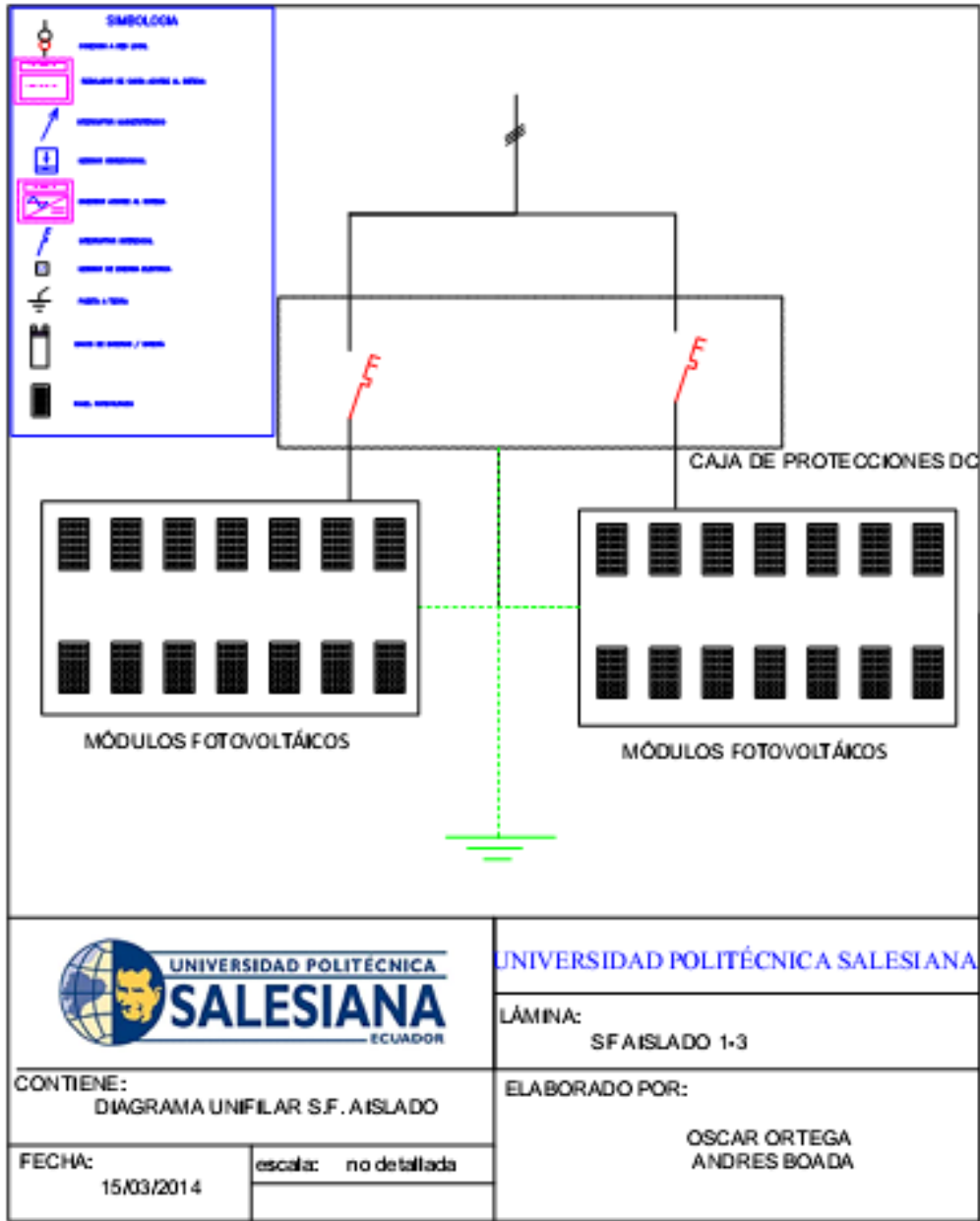
CONTIENE:
DIAGRAMA UNIFILAR S.F. AISLADO

ELABORADO POR:

OSCAR ORTEGA
ANDRES BOADA

FECHA:
15/03/2014

escala: no detallada



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

LÁMINA:
SF AISLADO 1-3

CONTIENE:
DIAGRAMA UNIFILAR S.F. AISLADO

ELABORADO POR:
OSCAR ORTEGA
ANDRES BOADA

FECHA:
15/03/2014

escala: no detallada