UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA

"ESTUDIO TÉCNICO PARA INCORPORAR GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL DEL CANTÓN CUENCA"

Tesis previa a la obtención del título de:
INGENIERA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de:
INGENIERO ELÉCTRICO

AUTORES:

INÉS ROCÍO MOROCHO YUNGA
KEVIN SANTIAGO RÍOS JARAMILLO

DIRECTORA:
ING. NATALIA XIMENA GONZÁLEZ ÁLVAREZ

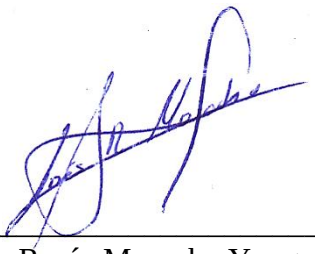
Cuenca, Enero del 2015

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros Inés Rocío Morocho Yunga y Kevin Santiago Ríos Jaramillo autorizamos a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaramos que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Cuenca, 23 de Enero del 2015.



Inés Rocío Morocho Yunga
CI: 0106544026

Kevin Santiago Ríos Jaramillo
CI: 1105029175

DECLARATORIA

Yo Ing. Natalia González, certifico haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos de la tesis titulada "ESTUDIO TÉCNICO PARA INCORPORAR GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL DEL CANTÓN CUENCA", realizada por los señores Inés Rocío Morocho Yunga y Kevin Santiago Ríos Jaramillo, y por lo tanto autorizo su presentación.

Cuenca, 23 de Enero del 2015.

_____

Ing. Natalia Ximena González Álvarez
CI: 1205860974

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios y a nuestras familias quienes cada día supieron estar pendientes y brindarnos su apoyo incondicional, para que el presente trabajo se haya desarrollado con éxito y satisfacción.

Reconocemos gratitud a la ingeniera Natalia González, que a más de ser nuestra directora de tesis, fue una amiga, guía y apoyo, tutelando nuestro trabajo con su experiencia y conocimientos, en el proceso y desarrollo del mismo, siendo de gran ayuda tanto para el presente proyecto como para nuestra formación personal.

Retribuimos nuestros agradecimientos al ingeniero Patricio Quituisaca, superintendente de estudios técnicos de la empresa eléctrica CENTROSUR S. A., quien nos facilitó la información necesaria y nos brindó su ayuda, en las interrogantes generadas a lo largo del desarrollo del presente tema.

Un especial agradecimiento a los ingenieros Gabriela González, Pablo Peña, Freddy Campoverde, Diego Chacón, Julio Viola y Flavio Quizhpi, que con sus conocimientos y experiencia, nos supieron despejar las incógnitas presentadas en los diferentes capítulos del proyecto.

Agradecemos a la Universidad Politécnica Salesiana, quienes con la logística y colaboración, permitieron que se construya el presente trabajo de tesis.

Además, a todas las personas que de una u otra forma nos colaboraron de una manera desinteresada.

Inés Morocho

Kevin Ríos

DEDICATORIA

Dedico este trabajo en primer lugar a Dios, por darme vida, salud y fortaleza para seguir adelante y así poder cumplir mis metas, él que ha escuchado todas mis oraciones y ha permitido que todo hasta ahora me vaya bien.

A mis queridos Padres Luis y María por darme su amor y su apoyo incondicional no sólo a largo de mi carrera universitaria, si no durante toda la vida, ellos se han convertido en mi mayor motivación para seguir adelante tanto en mi vida personal como en la profesional, además son un ejemplo de superación ya que siempre han buscado los medios para brindar lo mejor a sus hijos.

A mis hermanos Carmen y Esteban, quienes son personas importantes en mi vida, siempre estuvieron conmigo y dispuestas a brindarme su ayuda en todo lo posible.

Finalmente a mis amigos por compartir los buenos y malos momentos y en especial a Jorge y Valeria que siempre estuvieron ahí apoyándome tanto en la elaboración de este proyecto como en mi vida personal.

Inés Morocho Y.

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a la energía que mueve el mundo llamada Dios. A mi madre Liz, una persona sabia, tierna y llena de valentía, que con su forma de ser, me ha formado y guiado para desenvolverme como una persona responsable y honrada.

A mi abuelita Teresa que con sus cánticos de cuna, cuentos y afecto supieron darme la tranquilidad y paz, no sólo para los momentos de tristeza, sino para la eternidad grabados en mi mente.

A mi tía Lila que con sus conocimientos, experiencias y consejos, me ha dado la fuerza, para no decaer, y poder levantarme de mis tropiezos o errores.

A mis hermanos y demás familiares, ya que los tengo siempre en mi corazón, y son el motivo de mi superación.

A mis amigos Claudya, Paúl, Rubí y Abraham, que siempre estuvieron ahí conmigo, brindándome su compañía y llegando a ser parte de lo que llamo, mi familia.

Kevin Rivers

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL VII
ÍNDICE DE FIGURAS X
ÍNDICE DE TABLAS XVII
ÍNDICE DE ECUACIONES XIX
ÍNDICE DE ANEXOS XXI
GLOSARIO XXII
RESUMEN XXIII
ABSTRACT XXV
ANTECEDENTES XXV
JUSTIFICACIÓN XXVI
DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA XXVII
OBJETIVO GENERAL XXVIII
OBJETIVO ESPECÍFICOS XXVIII
CAPÍTULO 1 1
ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE EN LO REFERENTE A SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS 1
1.1 Introducción 1
1.2 Principio fotoeléctrico para generación de energía eléctrica 3
1.2.1 El efecto fotoeléctrico 3
1.2.2 Semiconductores P y N 4
1.2.3 Interpretación cuántica del efecto fotoeléctrico 5
1.3 Componentes de los sistemas fotovoltaicos 6
1.3.1 La célula solar: características básicas 6
1.3.2 El panel fotovoltaico 8
1.3.3 La batería 8
1.3.4 Regulador de Carga 10
1.3.5 Inversor 10
1.4 Aplicaciones del sistema fotovoltaico 13
1.4.1 Sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica convencional 14
1.4.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica convencional 17
1.5 Ventajas de los sistemas fotovoltaicos 20
1.6 Desventajas de los sistemas fotovoltaicos 20
CAPÍTULO 2 21
DIAGNÓSTICO DEL CONSUMO RESIDENCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CANTÓN CUENCA 21

2.1 Antecedentes 21
2.1.1 División Política 22
2.1.2 Clima 23
2.1.3 Demografía 24
2.1.4 Pliego Tarifario 25
2.2 Análisis del consumo de energía eléctrica en el sector residencial 27
2.2.1 Delimitación Geográfica 29
2.3 Diagnóstico del consumo de energía eléctrica en el cantón Cuenca 31
CAPÍTULO 3 37
DISEÑO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA INTEGRARLOS EN EL SECTOR RESIDENCIAL DEL CANTÓN CUENCA 37
3.1 Introducción 37
3.2 Energía solar fotovoltaica 37
3.2.1 La radiación solar 37
3.2.2 Medición de la radiación Global, Difusa y Directa 41
3.3 Análisis de los datos de radiación solar en el cantón Cuenca 45
3.3.1 Análisis de los datos de radiación solar de las 16 estaciones meteorológicas ubicadas en el cantón Cuenca 47
3.4 Integración de instalaciones fotovoltaicas en el sector residencial 62
3.4.1 Nuevas tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica 63
3.4.2 Posibilidades de Integración en viviendas 64
3.4.3 Integración de módulos fotovoltaicos en tejados 65
3.5 Determinación de la muestra de viviendas del sector urbano y rural del cantón Cuenca 68
3.5.1 Muestreo Aleatorio Estratificado 68
3.5.2 Elección de la muestra de viviendas del sector urbano y rural 69
3.5.3 Análisis de las viviendas seleccionadas aleatoriamente 73
3.6 Legislación y Normativa 96
3.6.1 Normativa de energías renovables en el Ecuador 96
3.6.2 Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE, Suplemento – Registro Oficial Nº43 96
3.6.3 Normativas que deben cumplir los equipos para su conexión a la red eléctrica 97
3.6.4 Regulaciones de CONELEC que incentivan las energías renovables en Ecuador 105

3.7 Factores que influyen en el diseño de sistemas fotovoltaicos en el cantón cuenca ... 109
3.7.1 Aspectos técnicos para el diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a red ... 109
3.7.2 Factores Ambientales ... 124
3.8 Diseño de sistemas fotovoltaicos de acuerdo al análisis de la radiación solar y área de las viviendas en el cantón Cuenca ... 125
3.8.1 Diseño de sistema fotovoltaico en vivienda típica del cantón Cuenca sector urbano ... 125
3.8.2 Diseño de sistema fotovoltaico en vivienda típica del cantón Cuenca sector rural ... 148
3.9 Mantenimiento, monitoreo y control de los sistemas fotovoltaicos ... 178
3.9.1 Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos ... 178
3.9.2 Monitoreo y control de los sistemas fotovoltaicos ... 182
3.10 Estimación de la energía generada y entregada a la red ... 186
3.10.1 Rendimiento energético de la instalación o performance ratio (PR) ... 186
3.10.2 Cálculo del rendimiento energético de la instalación o Performance Ratio ... 190
3.10.3 Estimación de la energía generada para la vivienda ubicada en la parroquia Yanuncay ... 192
3.10.4 Estimación de la energía generada para la vivienda ubicada en la parroquia Nulti ... 194
3.11 Simulación ... 196
CAPÍTULO IV ... 199
ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO ... 199
4.1 Introducción ... 199
4.2 Análisis financiero para implementación de sistemas fotovoltaicos ... 199
4.2.1 Ingresos y costos del sistema fotovoltaico ... 199

CONCLUSIONES ... 211
BIBLIOGRAFÍA ... 214
ANEXOS ... 222

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Principales energías renovables y no renovables: a) hidráulica; b) térmica; c) nuclear; d) eólica; e) solar térmica; f) solar fotovoltaica; g) biomasa. 1
Figura 2: Esquema de la constitución de una central térmica solar de torre central. 2
Figura 3: a) Sistema conectado a red; b) instalación fotovoltaica autónoma. 3
Figura 4: Esquema del efecto fotovoltaico. 4
Figura 5: Estructura cristalina del Silicio. 4
Figura 6: Silicio con impureza trivalente (boro); Semiconductor tipo P (izquierda); Semiconductor tipo P (derecha). 5
Figura 7: Componentes de una instalación fotovoltaica. 6
Figura 8: Estructura de la célula solar. 7
Figura 9: Conexión serie y paralelo de celdas. 7
Figura 10: Estructura de la célula solar. 8
Figura 11: Conexiones del regulador en una instalación solar. 10
Figura 12: Esquema general de una instalación autónoma con inversor. 11
Figura 13: Esquema general de una instalación autónoma con inversor. 12
Figura 14: Tipos de sistemas Fotovoltaicos y sus aplicaciones. 13
Figura 15: Sistema fotovoltaico aislado de la red. 14
Figura 16: Sistema fotovoltaico descentralizado. 16
Figura 17: Sistema fotovoltaico centralizado. 17
Figura 18: Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red. 19
Figura 19: Ubicación de la ciudad de Cuenca. 21
Figura 20: Parroquias rurales del cantón Cuenca. 23
Figura 21: Parroquias urbanas del cantón Cuenca. 23
Figura 22: Pirámide poblacional del cantón Cuenca. 24
Figura 23: Clientes residenciales de las parroquias Urbanas 28
Figura 24: Clientes residenciales de las parroquias Rurales 29
Figura 25: Clientes Residenciales Centro Sur 31
Figura 26: Clientes de las parroquias Rurales 33
Figura 27: Clientes de las parroquias Urbanas. 34
Figura 28: Clientes Residenciales Centro Sur 35
Figura 29: Clientes beneficiados por el subsidio Tarifa Dignidad 35
Figura 30: Subsidio en dólares Tarifa Dignidad 36
Figura 31: Componentes de la radiación solar. 39
Figura 32: Radiación solar. 41
Figura 33: Piranómetro SR11 42

Figura 34: Pirheliómetro DR01 43
Figura 35: Actinógrafo 43
Figura 36: Heliógrafo 44
Figura 37: Ubicación de la 16 Estaciones Meteorológicas del INER. 47
Figura 38: Horas solar pico de la estación meteorológica Baños 49
Figura 39: Análisis de datos en Excel 49
Figura 40: Paso 2 en IBM SPSS Statistics 22. 50
Figura 41: Paso 3 en IBM SPSS Statistics 22 50
Figura 42: Paso 4 en IBM SPSS Statistics 22 51
Figura 43: Paso 5 IBM SPSS Statistics 22. 51
Figura 44: Paso 6 IBM SPSS Statistics 22. 51
Figura 45: Paso 7 IBM SPSS Statistics 22. 51
Figura 46: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Baños. 54
Figura 47: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Chaucha 55
Figura 48: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica CTS. 55
Figura 49: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Cumbe. 55
Figura 50: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Irquis. 56
Figura 51: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Llacao 56
Figura 52: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Molleturo. 56
Figura 53: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Nulti. 57
Figura 54: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Quingeo. 57
Figura 55: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica San Joaquín. 57
Figura 56: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Santa Ana. 58
Figura 57: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Sayausí. 58

Figura 58: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Sinincay. 58
Figura 59: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Tixan. 59
Figura 60: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Turi. 59
Figura 61: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica UPS. 59
Figura 62: Curva radiación anual Baños. 60
Figura 63: Curva radiación anual Chaucha. 60
Figura 64: Curva radiación anual CTS – Yanuncay. 60
Figura 65: Curva radiación anual Cumbe. 60
Figura 66: Curva radiación anual Irquis. 60
Figura 67: Curva radiación anual Llacao 60
Figura 68: Curva radiación anual Molleturo. 61
Figura 69: Curva radiación anual Nulti. 61
Figura 70: Curva radiación anual Quingeo. 61
Figura 71: Curva radiación anual San Joaquín 61
Figura 72: Curva radiación anual Santa Ana. 61
Figura 73: Curva radiación anual Sayausí. 61
Figura 74: Curva radiación anual Sinincay. 62
Figura 75: Curva radiación anual Tixán. 62
Figura 76: Curva radiación anual Turi. 62
Figura 77: Curva radiación anual UPS. 62
Figura 78: Integración fotovoltaica en viviendas 63
Figura 79: Integración fotovoltaica en viviendas 64
Figura 80: Tejado inclinado. 65
Figura 81: Sistemas Fotovoltaicos en cubiertas planas. 66
Figura 82: Sistemas Fotovoltaicos en porches. 66
Figura 83: Instalación Sistemas Fotovoltaicos en garajes. 67
Figura 84: Tejas fotovoltaicas para viviendas. 67
Figura 85: Tipos de viviendas en el sector rural 70
Figura 86: Tipos de viviendas del sector urbano. 71
Figura 87: Herramienta “Selección aleatoria” de software ArcGIS 10.0. 71
Figura 88: Ejemplo, una capa de elementos de puntos se ha utilizado como la capa de entrada, y 5% del número total de puntos se ha seleccionado al azar. 72

Figura 89: Mapa de la ubicación de la muestra aleatoria creada por el software ARCGIS.. 72
Figura 90: Ubicación de la vivienda 1. 73
Figura 91: Vista frontal de la vivienda 1 74
Figura 92: Vista trasera de la vivienda 1 74
Figura 93: Vista Lateral derecha de la vivienda 1. 74
Figura 94: Vista lateral izquierda de la vivienda 1. 74
Figura 95: Ubicación de la vivienda 2. 75
Figura 96: Vista frontal de la vivienda 2. 75
Figura 97: Vista trasera de la vivienda 2 75
Figura 98: Ubicación de la vivienda 3. 76
Figura 99: Vista frontal de la vivienda 3. 76
Figura 100: Vista trasera de la vivienda 3. 76
Figura 101: Ubicación de la vivienda 4. 77
Figura 102: Vista frontal de la vivienda 4. 77
Figura 103: Vista trasera de la vivienda 4. 77
Figura 104: Ubicación de la vivienda 5. 78
Figura 105: Vista frontal de la vivienda 5. 78
Figura 106: Vista lateral derecha de la vivienda 5. 78
Figura 107: Ubicación de la vivienda 6. 79
Figura 108: Vista frontal de la vivienda 6. 79
Figura 109: Vista trasera de la vivienda 6. 79
Figura 110: Ubicación de la vivienda 7. 80
Figura 111: Vista frontal de la vivienda 7 80
Figura 112: Vista trasera de la vivienda 7 80
Figura 113: Ubicación de la vivienda 8. 81
Figura 114: Vista frontal de la vivienda 8. 81
Figura 115: Vista lateral de la vivienda 8. 81
Figura 116: Ubicación de la vivienda 9. 82
Figura 117: Vista frontal de la vivienda 9 82
Figura 118: Vista de trasera de la vivienda 9. 82
Figura 119: Ubicación de la vivienda 10. 83
Figura 120: Vista frontal de la vivienda 10. 83
Figura 121: Vista trasera de la vivienda 10. 83
Figura 122: Ubicación de la vivienda 11. 84
Figura 123: Vista frontal de la vivienda 11. 85
Figura 124: Vista lateral derecha de la vivienda 11. 85

Figura 125: Ubicación vivienda 12. 86
Figura 126: Vista frontal de la vivienda 12. 86
Figura 127: Vista trasera de la vivienda 12. 86
Figura 128: Ubicación vivienda 13. 87
Figura 129: Vista frontal de la vivienda 13. 87
Figura 130: Vista trasera de la vivienda 13. 87
Figura 131: Ubicación vivienda 14. 88
Figura 132: Vista frontal de la vivienda 14. 88
Figura 133: Vista trasera de la vivienda 14. 88
Figura 134: Ubicación vivienda 15. 89
Figura 135: Vista frontal de la vivienda 15. 89
Figura 136: Vista trasera de la vivienda 15. 89
Figura 137: Ubicación vivienda 16. 90
Figura 138: Vista frontal de la vivienda 16. 90
Figura 139: Vista trasera de la vivienda 16. 90
Figura 140: Ubicación vivienda 17. 91
Figura 141: Vista frontal de la vivienda 17. 91
Figura 142: Vista lateral de la vivienda 17. 91
Figura 143: Ubicación vivienda 18. 92
Figura 144: Vista lateral izquierda de la vivienda 18. 92
Figura 145: Vista frontal de la vivienda 18. 92
Figura 146: Ubicación vivienda 19. 93
Figura 147: Vista frontal de la vivienda 19. 93
Figura 148: Vista lateral izquierda de la vivienda 19. 93
Figura 149: Ubicación vivienda 20. 94
Figura 150: Vista frontal de la vivienda 20. 94
Figura 151: Vista trasera de la vivienda 20. 94
Figura 152: Colocación de diodos bypass en los módulos FV. 112
Figura 153: Rendimiento de un generador fotovoltaico en función de la orientación e inclinación con respecto a la orientación e inclinación óptimas. 114
Figura 154: Inversores monofásicos conectados a la red trifásica. 116
Figura 155: Inversor multicadena trifásico. 116
Figura 156: Inversor central trifásico. 117
Figura 157: Inversores trifásicos en paralelo. 117
Figura 158: Tramos de línea en un sistema fotovoltaico conectado a la red. 119
Figura 159: Ubicación de la vivienda típica en el sector urbano. 126

Figura 160: Vista frontal de la vivienda escogida para el diseño. 126
Figura 161: Vistas de la vivienda ubicada en la parroquia Yanuncay. 126
Figura 162: Dimensiones y terminales de conexión del módulo fotovoltaico..... 127
Figura 163: Dimensiones del Techo 1 de la vivienda..... 128
Figura 164: Disposición vertical de los módulos en el techo 1. 129
Figura 165: Disposición horizontal de los módulos Techo 1. 130
Figura 166: Dimensiones del Techo 2 de la vivienda..... 130
Figura 167: Disposición vertical de los módulos Techo 2..... 132
Figura 168: Disposición horizontal de los módulos Techo 2. 132
Figura 169: Dimensiones del Techo 3 de la vivienda..... 133
Figura 170: Disposición vertical de los módulos Techo 3..... 134
Figura 171: Disposición horizontal de los módulos Techo 3. 135
Figura 172: Dimensiones del Techo 4 de la vivienda..... 135
Figura 173: Disposición vertical de los módulos Techo 4..... 137
Figura 174: Disposición horizontal de los módulos Techo 4. 137
Figura 175: Inversores para conexión a red BLUESOLAR GRID INVERTER 4000. 140
Figura 176: Ubicación de la vivienda típica en el sector urbano. 149
Figura 177: Vista frontal de la vivienda del sector rural escogida para el diseño. 149
Figura 178: Vistas de la vivienda ubicada en la parroquia Yanuncay. 150
Figura 179: Dimensiones y terminales de conexión del módulo fotovoltaico..... 151
Figura 180: Dimensiones del Techo 1 de la vivienda..... 151
Figura 181: Disposición vertical de los módulos en el techo 1. 153
Figura 182: Disposición horizontal de los módulos Techo 1. 153
Figura 183: Dimensiones del Techo 2 de la vivienda..... 154
Figura 184: Disposición vertical de los módulos Techo 2..... 155
Figura 185: Disposición horizontal de los módulos Techo 2. 156
Figura 186: Dimensiones del Techo 3 de la vivienda..... 156
Figura 187: Disposición vertical de los módulos Techo 3..... 158
Figura 188: Disposición horizontal de los módulos Techo 3. 158
Figura 189: Dimensiones del Techo 4 de la vivienda..... 159
Figura 190: Disposición vertical de los módulos Techo 4..... 160
Figura 191: Disposición horizontal de los módulos Techo 4. 161
Figura 192: Dimensiones del Techo 5 de la vivienda..... 162
Figura 193: Disposición vertical de los módulos Techo 5..... 163
Figura 194: Disposición horizontal de los módulos Techo 5. 164
Figura 195: Dimensiones del Techo 6 de la vivienda..... 164

Figura 196: Disposición vertical de los módulos Techo 6. 166
Figura 197: Disposición horizontal de los módulos Techo 6. 166
Figura 198: Inversores para conexión a red SMA SUNNY BOY 2500 W. 170
Figura 199: Esquema general de un sistema fotovoltaico. 182
Figura 200: Convertidor DC-DC elevador. (a) Circuito. (b) Circuito equivalente cuando el interruptor S está cerrado. (c) Circuito equivalente cuando el interruptor S está abierto. ... 183
Figura 201: Convertidor elevador DC-DC aislado. 184
Figura 202: Inversor monofásico DC-AC. 185
Figura 203: Modelo de un filtro LC. 185
Figura 204: Producción de energía. 194
Figura 205: Producción de energía. 195
Figura 206: a) Definición del módulo FV; b) Definición de un inversor conectado a la red. 196
Figura 207: a) Definición de un sistema red "Nueva variante de simulación"; b) Balances y resultados principales. 197
Figura 208: a) Evaluación económica; b) Carbon Balance. 197

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tipos más utilizados de células solares. 8
Tabla 2: Tipos más utilizados de células solares 9
Tabla 3: Tipos más utilizados de células solares 9
Tabla 4: División política del cantón Cuenca. 22
Tabla 5: Cargos tarifarios únicos 26
Tabla 6: Clientes del sector residencial del cantón Cuenca división por parroquias 28
Tabla 7: Medidas de tendencia central 30
Tabla 8: Consumo promedio por zonas. 30
Tabla 9: Clientes del sector residencial del cantón Cuenca 31
Tabla 10: Cargos Tarifarios aprobados 2014 32
Tabla 11: Clientes categorizados por estratos 32
Tabla 12: Total de clientes de las parroquias Urbanas 33
Tabla 13: Clientes categorizados por estratos 34
Tabla 14: Heliofanía en Cuenca (horas sol/día) 45
Tabla 15: Valores de insolación o radiación solar global para las provincias del Ecuador y sus ciudades más importantes. 46
Tabla 16: Insolación mensual en el Ecuador 46
Tabla 17: Radiación solar mensual en la ciudad de Cuenca en Wh/m^2*día. 53
Tabla 18: Radiación solar promedio mensual de la ciudad de Cuenca en Wh/m^2*día. 54
Tabla 19: Porcentajes de tipos de viviendas que existen en el sector rural. 70
Tabla 20: Porcentajes de tipos de viviendas que existen en el sector urbano 70
Tabla 21: Resumen de los tipos de viviendas y el porcentaje de área aprovechable. 95
Tabla 22: Capacidad del conductor en AWG/mm^2. 102
Tabla 23: Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh) 106
Tabla 24: Superficie ocupada por los módulos fotovoltaicos en función del material de construcción. 110
Tabla 25: Valores límite de las pérdidas por orientación e inclinación y sombras. 113
Tabla 26: Factor de corrección para instalaciones al aire y temperatura distinta de 40°C. 122
Tabla 27: Factor de corrección por agrupamiento de conductores. 122
Tabla 28: Intensidades admisibles en conductores de instalaciones al aire y enterradas. 123
Tabla 29: Especificaciones técnicas de fábrica del módulo elegido en condiciones STC: Irradiance 1000 W/m²; Spectrum AM 1,5; Cell Temperature 25°C, Wind 0 m/s 127
Tabla 30: Especificaciones técnicas de fábrica del inversor elegido en condiciones normales. 139
Tabla 31: Secciones calculadas y secciones comerciales elegidas. 147

Tabla 32: Especificaciones técnicas de fábrica del módulo elegido en condiciones STC: Irradiance 1000 W/m²; Spectrum AM 1,5; Cell Temperature 25°C, Wind 0 m/s 151
Tabla 33: Especificaciones técnicas de fábrica del inversor elegido en condiciones normales. 169
Tabla 34: Secciones calculadas y secciones comerciales elegidas. 176
Tabla 35: Temperatura ambiente promedio en Cuenca. 190
Tabla 36: Rendimiento energético de la instalación. 193
Tabla 37: Estimación de la energía proyectada. 193
Tabla 38: Rendimiento energético de la instalación fotovoltaica del sector rural. 194
Tabla 39: Estimación de la energía proyectada. 195
Tabla 40: Presupuesto Total de la instalación fotovoltaica para la vivienda de la parroquia Yanuncay. 200
Tabla 41: Producción mensual de energía eléctrica e ingresos mensuales recibidos. 201
Tabla 42: Rendimiento bruto de la inversión calculado en Excel 202
Tabla 43: Cálculo de amortización del préstamo bancario Excel. 203
Tabla 44: Flujo de caja calculado en Excel. 204
Tabla 45: Valores de tasa de interés e inflación 2014-2015 204
Tabla 46: Criterios del VAN para la toma de decisiones. 204
Tabla 47: Criterios del VAN para la toma de decisiones. 205
Tabla 48: Presupuesto Total de la instalación fotovoltaica para la vivienda de la parroquia Nulti. 206
Tabla 49: Producción mensual de energía eléctrica e ingresos mensuales recibidos. 207
Tabla 50: Rendimiento bruto de la inversión calculado en Excel 207
Tabla 51: Cálculo de amortización del préstamo bancario Excel 208
Tabla 52: Flujo de caja calculado en Excel. 209
Tabla 53: Valores de tasa de interés e inflación 2014-2015 209
Tabla 54: Cálculo de los indicadores de viabilidad para el proyecto en la parroquia de Nulti. 210

ÍNDICE DE ECUACIONES

$S = l * a$ Ec. [1] 110

$PG\ máx = SS\ ocupada$ Ec. [2] 111

$N = PG\ máxPmáx$ Ec. [3] 111

$Longitud\ del\ tejadoAncho\ del\ módulo$ Ec. [4] 111

$Ancho\ del\ TejadoLargo\ de\ módulo$ Ec. [5] 111

$Longitud\ del\ tejadoLargo\ del\ módulo$ Ec. [6] 111

$Ancho\ del\ TejadoAncho\ de\ módulo$ Ec. [7] 111

$PG\ máx = N.Pmáx$ Ec. [8] 111

$\beta máx = \beta máx\phi = 41° - 41 - \phi$ Ec. [9] 114

$\beta mín = \beta mín\phi = 41° - (41 - \phi)$ Ec. [10] 114

$Pérdidas\ \% = 100[1{,}2 * 10 - 4\beta - \phi + 102 + 3{,}5 * 10 - 5\alpha 2]$; para $15° < \beta < 90°$ Ec. [11] 115

$Pérdidas\ \% = 100[1{,}2 * 10 - 4\beta - \phi + 102]$; para $\beta \leq 15°$ Ec. [12] 115

$Pinv = 0{,}8 \ldots 0{,}9\ PG\ máx$ Ec. [13] 118

$Uinv\ mín \leq UGMPP60°C$ Ec. [14] 118

$Uinv\ máx \geq UGMPP - 20°C$ Ec. [15] 118

$Umax\ vacío \geq UGOC - 20°C$ Ec. [16] 118

$Iinv\ máx \geq IGSC60°C$ Ec. [17] 118

$S = 200 * l * P\Delta V\% * V2 * \gamma\theta$ En función de P Ec. [18] 121

$S = 200 * l * I * cos\varphi\Delta V\% * V * \gamma\theta$ En función de I y cosφ Ec. [19] 121

$S = 100 * l * P\Delta V\% * V2 * \gamma\theta$ En función de P Ec. [20] 121

$S = 3 * 100 * l * I * cos\varphi\Delta V\% * V * \gamma\theta$ En función de I y cosφ Ec. [21] 121

$IF = 1{,}5 \ldots \ldots \ldots 2 * ISC$ Ec. [22] 123

$VF \geq 1{,}2 * VGOC$ Ec. [23] 123

$In \geq IGSC$ Ec. [24] 123

$Vn \geq VGOC$ Ec. [25] 124

$In \geq Iinv\ AC$ Ec. [26] 124

$Vn \geq Vinv\ AC$ Ec. [27] 124

$Vinv = Ns * Vp$ Ec. [28] 140

$Idc = PinvVinv$ Ec. [29] 140

$Np = IdcIMPP$ Ec. [30] 141

$Iinst = Np * IMPP$ Ec. [31] 141

$Pinst = Iinst * Vinv$ Ec. [32] 141

$PG\ máx\ inst = Ninv * Pinst$ Ec. [33] 141

$UMPP(60°C) = UMPP + \beta T - 25$ Ec. [34] 142
$UMPP(-20°C) = UMPP + \beta T - 25$ Ec. [35] 142
$UOC - 20°C = UOC + \beta(T - 25)$ Ec. [36] 142
$ISC60°C = ISC + \alpha(T - 25)$ Ec. [37] 142
$UGMPP(60°C) = NS * UMPP$ Ec. [38] 143
$UGMPP(-20°C) = NS * UMPP$ Ec. [39] 143
$UGOC(-20°C) = NS * UOC$ Ec. [40] 143
$IGSC60°C = NP * ISC$ Ec. [41] 143
$Iinv = Pn\ Inv3 * Vn\ AC$ Ec. [42] 146
$Vinv = Ns * Vp$ Ec. [43] 170
$ISC60°C = ISC + \alpha(T - 25)$ Ec. [44] 172
$PR\% = 100 - A - Ptemp * B * C * D * E * F$ Ec. [45] 186
$A = A1 + A2 + A3 + A4$ Ec. [46] 188
$B = (1 - Lcabcc)$ Ec. [47] 188
$C = 1 - Lcabca$ Ec. [48] 188
$D = (1 - Ldisp)$ Ec. [49] 189
$F = (1 - Ldisp)$ Ec. [50] 189
$Ptemp\% = 100 - 100 * [1 - 0{,}0035 * (Tc - 25)]$ Ec. [51] 189
$Tc = Tamb + TONC - 20 * E800$ Ec. [52] 189
$Ep = Gdm\alpha, \beta * Pmp * PRGCEM\ kWh/día$ Ec. [53] 192

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Diagrama Unifilar de la vivienda del sector Urbano 223
Anexo 2: Diagrama Unifilar de la vivienda del sector rural..... 224
Anexo 3: Informe generado por el software PVsyst para la vivienda del sector urbano..... 225
Anexo 4: Informe generado por el software PVsyst para la vivienda del sector rural. 230
Anexo 5: Datasheet del módulo fotovoltaico SM636-150 235
Anexo 6: Datasheet del inversor SUNNY BOY 3000..... 236
Anexo 7: Datasheet del inversor BLUE SOLAR 237
Anexo 8: Vistas de la vivienda del sector rural, después de realizar la instalación fotovoltaica 238
Anexo 9: Vistas de la vivienda del sector urbano, después de realizar la instalación fotovoltaica 240

GLOSARIO

Radiación solar: es la energía emitida por el sol, se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas.

Irradiación: Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo y se mide en J/m2.

Irradiancia: Es la potencia incidente por unidad de superficie, medida en W/m^2 (valor medio en una hora).

Estación meteorológica: instalación destinada a medir y registrar regularmente diversas variables meteorológicas utilizando los instrumentos adecuados para así poder establecer el comportamiento atmosférico.

Porches: espacio arquitectónico abierto lateralmente y cerrado por la parte superior adosado a una construcción.

Lamas de sombreado: Sistema de protección solar para fachadas.

Detrimento: Daño moral o material.

Corrosión: Deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno.

Varistores: es una resistencia dependiente de la tensión, ya que varía su resistencia de acuerdo a la tensión (voltaje) aplicada entre sus extremos.

MPP: Rango de tensión de los dispositivos.

Galvánico: Es la separación de partes funcionales de un circuito eléctrico para prevenir el traspaso de portadores de carga.

SPWM: Modulación senoidal de ancho de pulso.

INER: Instituto Nacional de Energías Renovables

SFV: Sistema Fotovoltaico

RESUMEN

En el presente trabajo de tesis, se quiere realizar el estudio técnico para incorporar generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial del cantón Cuenca. Para una mejor explicación se divide en cuatro partes que comprenden:

Como primera parte, se recopila la mayor parte de información sobre los sistemas fotovoltaicos, desde cómo se produce energía a través de la luz solar, hasta los diferentes tipos de sistemas que se puede tener; detallando las partes que conforman un SFV y los efectos químicos y físicos que se producen, para ello se usa el método de la extracción de la información necesaria, estableciendo conceptos comunes, a partir de la misma.

Una siguiente parte es, el estudio de la demanda eléctrica por parte de los clientes residenciales del cantón, para ello se utiliza la base de datos proporcionada por la empresa eléctrica CENTROSUR S.A., se separa a los clientes en diferentes grupos, los mismos que van determinados por las tarifas establecidas por la empresa, aquí se descarta datos atípicos y de bajos consumos, los métodos que se utiliza son la estratificación y muestreo, para de ahí llegar a determinar el grupo de interés.

En la tercera parte, se manifiesta el estudio de la radiación solar proporcionada por el INER, el análisis de las viviendas típicas tanto para el sector urbano como rural, las normas y especificaciones presentes en Ecuador para el diseño de SFV, fórmulas para los cálculos y dimensionamientos de los diferentes dispositivos que conforman un SFV, estimación de la energía generada por las viviendas típicas del sector urbano y rural, finalmente se tiene la simulación en el software *PVsyst* en función del área disponible de las viviendas, todo esto se realiza con el método deductivo, es decir, se aplica conceptos generales a instancias particulares, y así llegar a una conclusión común.

Finalmente se detalla la parte económica del proyecto, en ella se denota los gastos que implican una instalación fotovoltaica, su forma de financiamiento, la recuperación de la inversión, y el grado de vialidad que tiene el mismo, para ello se

utiliza los indicadores económicos (TIR y VAN) que determinan la sostenibilidad y confiabilidad del proyecto.

ABSTRACT

This current thesis project is performing a technical analysis in order to incorporate distributed photovoltaic generation among a residential area in the city of Cuenca. For a more accurate explanation, the project is divided into four sections as follows:

In section one, most part of the information is collected about photovoltaic systems, beginning from how energy is produced through the sunlight, until the different types of systems it may have; giving much detail to the parts that make a SFV and the chemical and physical effects that may produce, in order to do this, we are using a method for collecting the most useful information, establishing common criteria and concepts from itself.

In section two, we do a study of the electric demand required by the clients in the residential areas of the city, in order to do this we use a database provided by the Electricity Company CENTROSUR S.A., we divide the clients in different groups according to the rates established by the company. Here we discard atypical data we may found and low intake. We use a method of stratification and sampling in order to determine our interest group.

In section three, we consider the solar radiation study provided by INER, a housing analysis for the urban and rural areas, the standards and specifications applied to Ecuador for the design of SFV, formulas for the calculation and sizing for the different devices that make the SFV, an estimate of the energy generated for the housing in urban and rural areas, and finally we have a simulation of the PVsyst software in function with the housing area available. These processes are done using a deductive method, meaning that we apply general concepts to specific instances in order to provide a common conclusion.

Finally in section four, we provide enough detail of the economic part of the project, where we show the expenses that imply a photovoltaic installation, the ways for funding the project, the recovery of the investment, the grade of viability. In order to do this, we use economic indicators (TIR and VAN), which will determine the sustainability and reliability of the project.

ANTECEDENTES

Los sistemas solares surgieron de la necesidad de llevar energía eléctrica a zonas aisladas, en donde el costo de conexión a la red eléctrica existente resultaba una inversión demasiado alta en comparación a la implantación de sistemas independientes de generación. La demanda mundial de sistemas solares fotovoltaicos ha crecido en forma sostenida a lo largo de los últimos 20 años. Ésta tecnología era la opción más económica para una serie de aplicaciones. Estas incluían sistemas aislados para cabañas y viviendas, ayuda para navegación, telecomunicaciones remotas, bombeo de agua, entre otras. (Díaz Villar, 2003)

La utilización de los sistemas fotovoltaicos para la generación de electricidad se asocia en gran medida a sus ventajas medioambientales, debido a las restricciones en las tasas de emisión de CO_2 y otros contaminantes a la atmósfera que se han producido por la generación eléctrica con combustibles convencionales. (Barragán & Eras, 2013)

Los sistemas fotovoltaicos han sido utilizados, con éxito para el desarrollo rural mejorando la calidad de vida, permitiendo que las personas tengan acceso a la electricidad. Actualmente, debido al cambio en la matriz energética del Ecuador, se decide realizar un estudio técnico para incorporar generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial del cantón Cuenca, es decir se busca determinar las condiciones necesarias para implantar ésta tecnología, de forma que las viviendas autogeneren electricidad total o parcialmente. (Díaz Villar, 2003)

JUSTIFICACIÓN

Conforme ha ido evolucionando la ciencia, y con el crecimiento de la población se ha buscado la eficiencia energética, la realidad del cantón Cuenca no es la excepción. Actualmente, en Ecuador se está estructurando un cambio en la matriz energética, dando incentivo al desarrollo de proyectos de generación, que utilicen fuentes renovables no convencionales, cuya capacidad nominal instalada sea menor a 1MW. (CONELEC, 2008a)

Por ello se ha creado el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER) por Decreto Ejecutivo No. 1048. En el cantón Cuenca se ha

implementado 16 estaciones Meteorológicas pertenecientes al INER, las mismas que obtienen mediciones de variables meteorológicas, entre ellas: la radiación solar lo que permitirá desarrollar un mapa de radiación con alta resolución.

Ante la confiabilidad de los datos medidos por dichas estaciones meteorológicas y con la ubicación geográfica del Ecuador, hacen que se convierta en un país privilegiado en recurso solar, debido al ángulo de incidencia de la luz, siendo perpendicular durante todo el año; dando un alto grado de confiabilidad en él estudio de los sistemas fotovoltaicos (Barragán & Eras, 2013, pp. 7–10).

Debido a la creciente preocupación de la sociedad por preservar el medio ambiente se ha considerado los beneficios de contar con un suministro energético proveniente de energías renovables, ya que permiten reducir el nivel de contaminación y las emisiones de CO2.(Arivicilca & Orbegozo, 2010)

Con el fin de aplicar los conocimientos adquiridos en nuestra formación académica, e incursionar hacia nuevos temas que ayuden en el crecimiento científico del país y al desarrollo personal, se ha elegido realizar el estudio técnico de incorporación de sistemas fotovoltaicos a la matriz energética del cantón Cuenca.

DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

El Ecuador, está atravesando por un cambio en su matriz energética, debido al cambio del uso de GLP para el consumo doméstico, por sistemas de inducción. Tanto los hogares del Ecuador como del cantón Cuenca, tendrán una mayor demanda de energía eléctrica en sus curvas de carga, por ende repercutirá en la economía de los hogares. Por tal motivo los usuarios deberán buscar nuevas formas de reducir sus costos por energía eléctrica, ya sea por el uso de fuentes de energía renovable no convencional o con eficiencia energética, como podría ser la energía solar fotovoltaica.

Si bien el Ecuador no es uno de los países con mayor emisión de CO_2, sus ciudades principales, están en constante crecimiento, por consiguiente, las emisiones de CO_2 serán mayores, debido al uso de fuentes de energía convencionales. Una solución a la

reducción de estas emisiones, en el cantón Cuenca sería el uso de energías limpias como la energía solar fotovoltaica.

OBJETIVO GENERAL

Realizar el estudio técnico para incorporar generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial del cantón Cuenca.

OBJETIVO ESPECÍFICOS

- Realizar el estudio del estado del Arte en lo referente a sistemas solares fotovoltaicos y sistemas eléctricos de monitoreo y control.
- Compilar información sobre el consumo residencial de energía eléctrica del cantón Cuenca.
- Analizar y diseñar sistemas solares fotovoltaicos para integrarlos a los hogares del cantón Cuenca.
- Reconocer los sistemas eléctricos de monitoreo y control para los sistemas solares fotovoltaicos.
- Realizar simulación del sistema.
- Elaborar un estudio técnico económico.

CAPÍTULO 1

ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE EN LO REFERENTE A SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

1.1 INTRODUCCIÓN

Desde que se usó la electricidad como forma de energía, se pudo notar su versatilidad y su gran adaptación a cada necesidad. Su utilización se ha disparado de tal forma que prescindir de ella en una sociedad tecnológicamente avanzada sería algo inconcebible.

Actualmente existen muchos aparatos que utilizan como fuente de energía la electricidad, bien sea de forma continua o alterna, provocando el incremento continuo de consumo eléctrico. ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 2)

Este hecho ha creado la búsqueda de nuevas fuentes de energía y nuevos sistemas de producción eléctrica, basados, fundamentalmente, en el uso de energías renovables. Los sistemas tradicionales para la producción de energía eléctrica como: centrales hidráulicas, térmicas y nucleares, llevan consigo problemas tanto de abastecimiento de sus combustibles no renovables, como de los problemas de contaminación al planeta. ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 3)

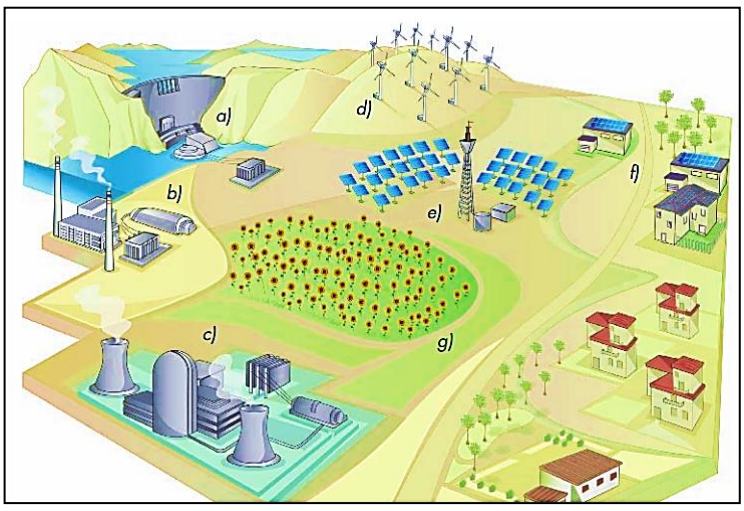


Figura 1: Principales energías renovables y no renovables: a) hidráulica; b) térmica; c) nuclear; d) eólica; e) solar térmica; f) solar fotovoltaica; g) biomasa.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 2).

Como se mencionaba la preferencia actual para generar energía eléctrica deriva en la utilización de energías renovables, por ende es donde toma gran importancia la energía solar. Existen varias formas para lograr aprovechar esta energía, por el momento se va a mencionar las dos más utilizadas.

- **Métodos indirectos:** el sol se aprovecha para calentar un fluido (que puede ser agua, sodio, sales fundidas, etc.) y convertirlo en vapor, con el fin de producir electricidad mediante el movimiento de un alternador. La producción de la electricidad se realiza mediante un ciclo termodinámico convencional, como se haría en una central térmica de combustible fósil. ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 3)
- **Métodos directos:** en ellos la luz del sol es convertida directamente a electricidad mediante el uso de las células solares. Se distingue entre sistemas conectados a red y sistemas aislados.("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 3)

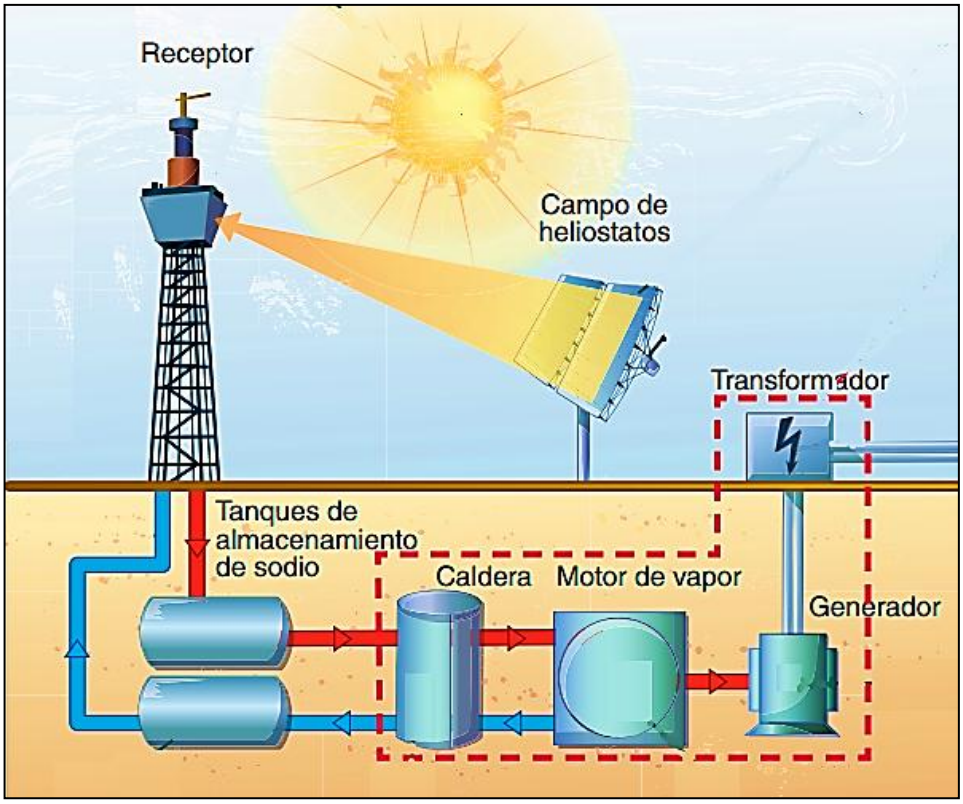


Figura 2: Esquema de la constitución de una central térmica solar de torre central.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 9).

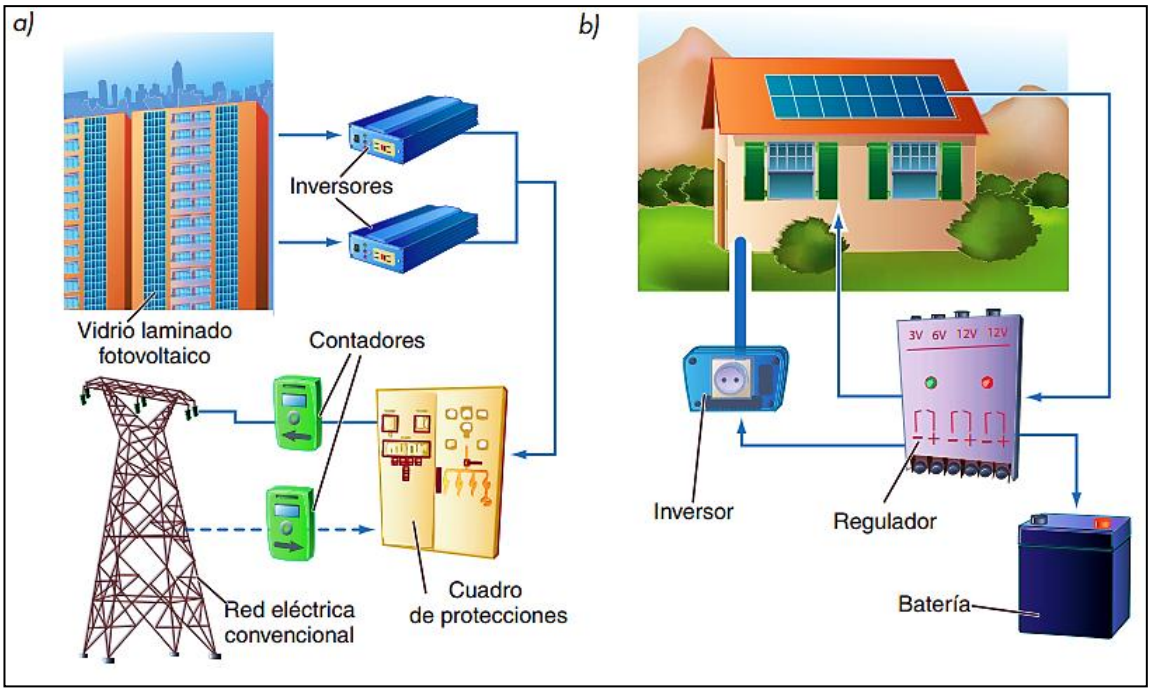


Figura 3: a) Sistema conectado a red; b) instalación fotovoltaica autónoma.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 9).

1.2 PRINCIPIO FOTOELÉCTRICO PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.2.1 El efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico es la presencia de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando los mismos se ven iluminados por radiación electromagnética, independientemente que intervenga un efecto mecánico o físico. (Fernández Salgado, 2010, p. 35)

El efecto fotovoltaico se produce cuando el material de la celda solar (silicio u otro material semiconductor) absorbe parte de los fotones del sol. El fotón absorbido libera a un electrón que se encuentra en el interior de la celda. Ambos lados de la celda están conectados por un cable eléctrico, así que se genera una corriente eléctrica. (Arivicilca & Orbegozo, 2010, p. 11)

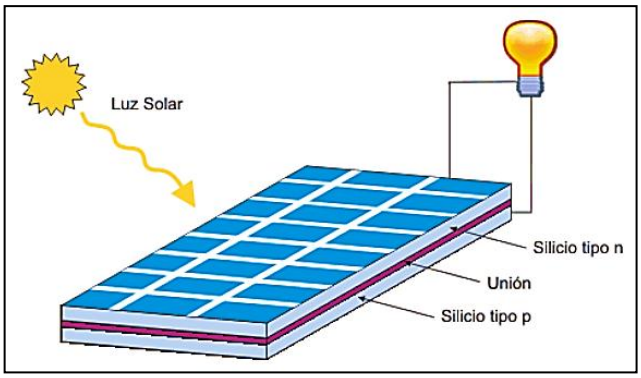


Figura 4: Esquema del efecto fotovoltaico.
Fuente: (Arivicilca & Orbegozo, 2010, p. 11).

Uno de los elementos que actúa frente a la luz solar, es el silicio, este elemento químico cuenta con catorce electrones, de los cuales cuatro son de valencia, lo que significa que se pueden unir con electrones de valencia de otros átomos. En otras palabras en una configuración de cristal de silicio químicamente puro, cada átomo estará unido con otros cuatro átomos que no estén en el cristal, de forma covalente, dando como resultado electrones libres. (Fernández Salgado, 2010)

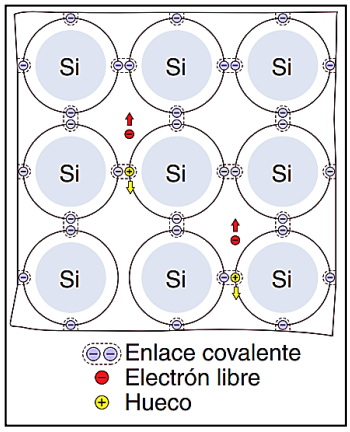


Figura 5: Estructura cristalina del Silicio.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012, p. 21).

1.2.2 Semiconductores P y N

Un semiconductor de "tipo n" se tiene cuando se produce el enlace del silicio con el fósforo, los portadores de carga libres poseen potencial negativos, así mismo cuando se tiene portadores de carga positivos el material se llama semiconductor "tipo p", proveniente de la sustitución de átomos de silicio con átomos de boro.

Cuando se une una barra de tipo n con una barra de material tipo p, los electrones que se encuentran en estado libre dentro de la zona del material tipo n detectan una

zona en la que no existen electrones libres, generándose un flujo de electrones como consecuencia del intento de restablecer el equilibrio.(Fernández Salgado, 2010)

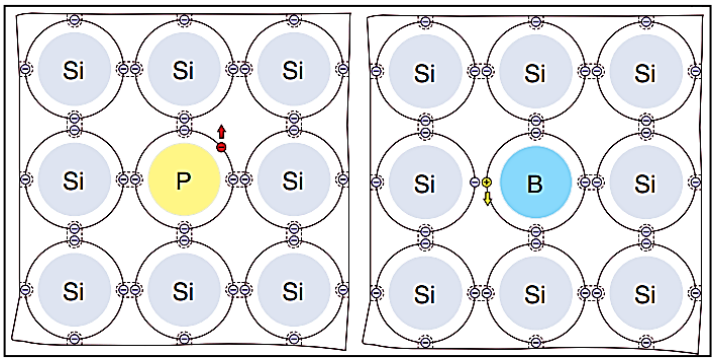


Figura 6: Silicio con impureza trivalente (boro); Semiconductor tipo P (izquierda); Semiconductor tipo P (derecha).
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012, p. 22).

Así mismo, los huecos existentes en la "zona p" detectarán una región en la que no existen huecos y se producirá, por tanto, un flujo de cargas positivas en sentido contrario al flujo de electrones.

En el área de unión de los dos materiales se originará un campo eléctrico debido a la acumulación de cargas positivas y negativas de la "zona n" y "zona p" respectivamente, este campo se hará mayor a medida que huecos y electrones se sigan difundiendo hacia lados opuestos. (Fernández Salgado, 2010)

1.2.3 Interpretación cuántica del efecto fotoeléctrico

En 1905 Albert Einstein descubrió que, en determinadas circunstancias, las partículas de luz (los fotones) golpeaban a los electrones de un material al incidir sobre él, hasta llegar a liberarlos de sus átomos, permitiéndoles desde ese instante correr libres en forma de corriente eléctrica. (Fernández Salgado, 2010)

Si un fotón aporta energía a un electrón, y éste pasa a tener mayor energía que la que le mantiene vinculado al núcleo del átomo, entonces el electrón puede ser extraído del material.

Se puede decir que independientemente de que exista un potencial eléctrico, para que haya la presencia de una corriente eléctrica en el material fotoeléctrico, producida

por la incidencia de la luz, es necesario que exista un circuito eléctrico por el que discurra el flujo de electrones liberados. (Fernández Salgado, 2010)

1.3 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

De una forma general, una instalación solar fotovoltaica se compone de los elementos mostrados en el siguiente esquema *(Figura 7)*, tómese en cuenta que los sistemas solares fotovoltaicos conectados a red no poseen baterías.

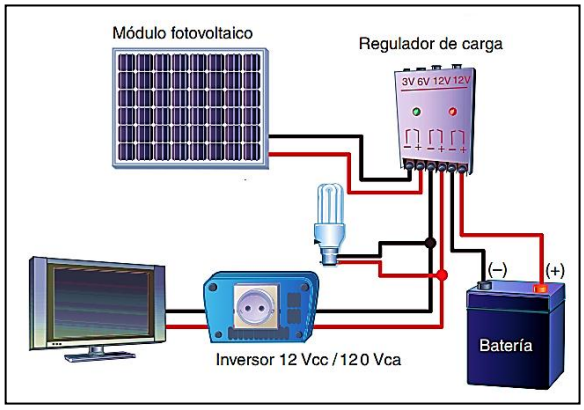


Figura 7: Componentes de una instalación fotovoltaica.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 12).

1.3.1 La célula solar: características básicas

El componente primordial de cualquier sistema solar fotovoltaico es el generador, que adopta el nombre de célula o celda solar. Su función representa convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz solar. ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 12)

Una celda solar se rige como un diodo: la parte exteriorizada a la radiación solar es la N, y la parte ubicada en la zona de oscuridad, la P. Los terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo: la cara correspondiente a la zona P se encuentra metalizada por completo (no tiene que recibir luz), mientras que en la zona N el metalizado tiene forma de peine, a fin de que la radiación solar llegue al semiconductor. ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 12)

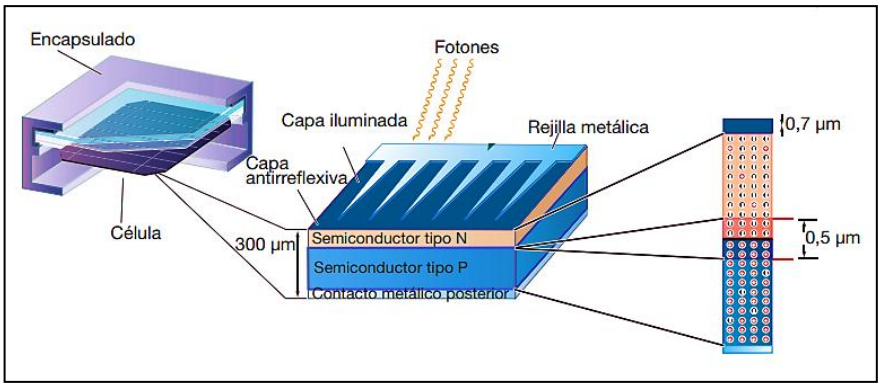


Figura 8: Estructura de la célula solar.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 12).

La potencia que suministra una célula solar de tamaño normal (10 x 10 cm) es mínima (aproximadamente 1 o 2 W), por lo que generalmente se debe agrupar varias de ellas con el objetivo de abastecer la potencia necesaria al sistema fotovoltaico de la instalación. Está asociación se conoce como módulo fotovoltaico y se detallará más adelante. ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 15)

Según la conexión eléctrica que se realice de las celdas, se puede encontrar dos posibilidades:

- Conexión en serie, que permitirá aumentar la tensión final en los extremos de la célula equivalente.
- Conexión en paralelo, que permitirá aumentar la intensidad total del conjunto.

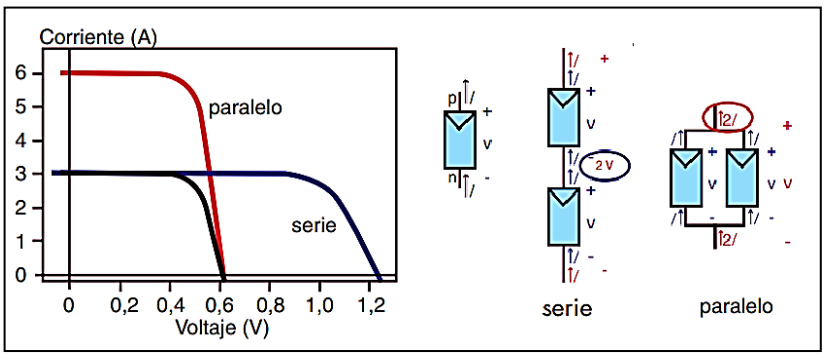


Figura 9: Conexión serie y paralelo de celdas.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 15).

La *Tabla 1* muestra los tipos de células solares que se usa con mayor frecuencia en las aplicaciones actuales, divididas por la función del material y la tecnología utilizada en su construcción.

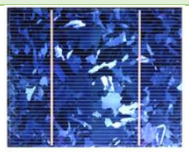
Tipo de Célula	Eficiencia	Aspecto	Características
Silicio monocristalino	15…18 %		Estructura cristalina uniforme. Se fabrica en lingotes cilíndricos de gran pureza que se cortan en obleas. Se gasta mucha energía en construcción. Es el primer material en utilizarse industrialmente.
Silicio policristalino	12…14 %		Estructura cristalina no uniforme. Se fabrica en moldes rectangulares. Menor coste que el silicio monocristalino.
Silicio amorfo	6…9 %		Estructura no cristalina. Su potencia se degrada con el tiempo de utilización. Se puede depositar como una capa muy fina en muchos tipos de soportes, incluso flexibles. Bajo coste de fabricación.

Tabla 1: Tipos más utilizados de células solares.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012, p. 27).

1.3.2 El panel fotovoltaico

Los paneles solares o módulos fotovoltaicos están constituidos por un conjunto de celdas solares, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre un marco o estructura de soporte. En los terminales de salida de conexión se puede obtener una tensión continua, y se plantea para valores concretos de tensión 6, 12, 24 o 48 V, que concretarán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico. ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 14)

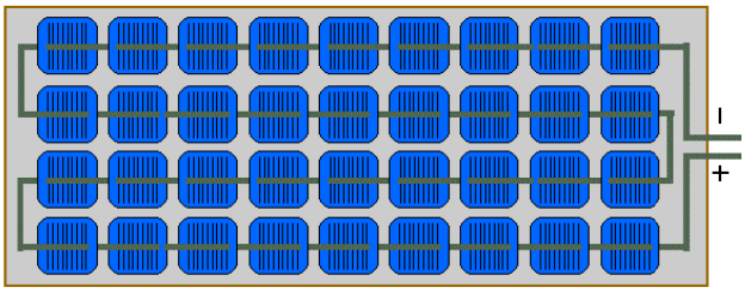


Figura 10: Estructura de la célula solar.
Fuente: (Energía Now, 2010, p. 3).

1.3.3 La batería

Los electrodos de una batería solar tienen una aleación de antimonio, la que permite adherir una mayor cantidad de material activo. El envejecimiento de una batería se produce por la pérdida de éste cuando la batería es descargada. Celdas con mayor

cantidad de material activo tienen una duración más larga y profundidad de descarga. El incremento del material activo aumenta el costo y el peso de la batería.

Tipo de Batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga	Auto descarga por mes	N° de ciclos	Capacidad (por tamaño)
Plomo-ácido	2	8-16 horas	< 5 %	Medio	30-50 Wh/kg
Ni-Cd (níquel-cadmio)	1,2	1 hora	20%	Elevado	50-80 Wh/kg
Ni-Mh (níquel-metal hydride)	1,2	2-4 horas	20%	Medio	60-120 Wh/kg
Li ion (ion litio)	3,6	2-4 horas	6%	Medio –bajo	110-160 Wh/kg

Tabla 2: Tipos más utilizados de células solares.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 22).

Tipo	Ventajas	Inconvenientes	Aspecto
Tubular Estacionario	• Ciclado profundo. • Tiempos de vida largos. • Reserva de sedimentos.	• Precio elevado. • Disponibilidad escasa en determinados lugares.	
Arranque **(SLI, automóvil)**	• Precio. • Disponibilidad.	• Mal funcionamiento ante ciclado profundo. • Tiempo de vida corto. • Escasa reserva de electrolito.	
Solar	• Fabricación similar a SLI • Ampliar reserva de electrolito. • Buen funcionamiento en ciclados medios.	• Tiempo de vida medios. • No recomendada para ciclados profundos y prolongados.	
Gel	• Escaso mantenimiento.	• Deterioro rápido en condiciones de funcionamiento extremas de V-I.	

Tabla 3: Tipos más utilizados de células solares.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 23).

1.3.4 Regulador de Carga

El regulador de carga es el módulo encargado de resguardar a la batería frente a sobrecargas y sobre descargas profundas con el fin de alargar su vida útil. Durante la noche el voltaje de salida de los paneles fotovoltaicos es nulo. Cuando amanece, atardece o en días nublados, el nivel de insolación es bajo y los paneles no pueden cargar las baterías. En este último caso el control de carga cumple con un rol pasivo, aislando el banco de acumulación del bloque de generación, evitando su descarga. (Fernández Salgado, 2010, p. 36)

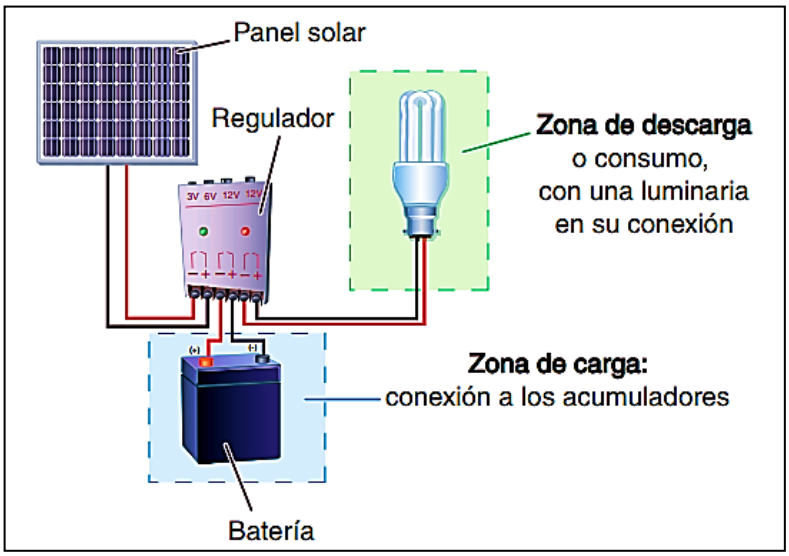


Figura 11: Conexiones del regulador en una instalación solar.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 19).

El regulador funciona por tanto en las dos fases. En la parte que se relaciona con la carga, el objetivo es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las condiciones de sobrecarga, y en la parte de descarga el fin es asegurar el suministro eléctrico diarios suficiente y evitar la descarga de la batería. ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 19)

1.3.5 Inversor

Un inversor es un dispositivo cuya función en un sistema fotovoltaico es convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, teniendo presente parámetros de tensión y frecuencia. (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012, p. 107)

Dependiendo de la aplicación se tiene inversores para sistemas autónomos y conectados a la red.

1.3.5.1 Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos

Estos dispositivos pueden ir conectados a la salida del regulador de carga o en los terminales del acumulador.(Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012, p. 107)

Sus principales características y funciones son:

- Proporcionar la potencia nominal en forma continua, en el rango de temperatura ambiente o especificada en el manual del fabricante, arrancar y operar con todas las cargas de instalación.
- El consumo propio del inversor sin carga debe ser menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.
- Como todo instrumento, debe llevar sus respectivas protecciones, en especial para las siguientes eventos:
  - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
  - Desconexión del acumulador.
  - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
  - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- Si el inversor está conectado directamente a la batería de acumulación debe asegurar la protección frente a sobrecargas y sobredescargas. (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012, p. 110)

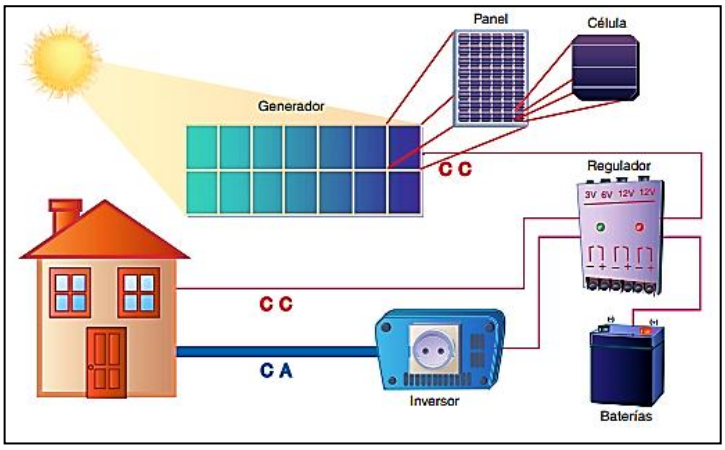


Figura 12: Esquema general de una instalación autónoma con inversor.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 24).

1.3.5.2 Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Estos instrumentos van conectados directamente al generador fotovoltaico y tienen que soportar el rango de variación de la tensión proporcionada por dicho generador en las condiciones de trabajo demandadas. (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012, p. 107)

Sus principales funciones y características son:

- Seguimiento del punto máxima potencia del generador fotovoltaico.
- Sistema de monitoreo y desconexión a la red.
- Las protecciones deben actuar frente a los siguientes eventos:
  - Cortocircuitos en alterna.
  - Tensión de red fuera de rango.
  - Frecuencia de red fuera de rango.
  - Sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares.
  - Perturbaciones en la red.
- El consumo del inversor en modo nocturno debe ser menor al 0,5 % de su potencia nominal.
- El inversor debe entregar potencia a la red de forma continua según las condiciones de la entidad gubernamental a cargo.(Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012, p. 110)

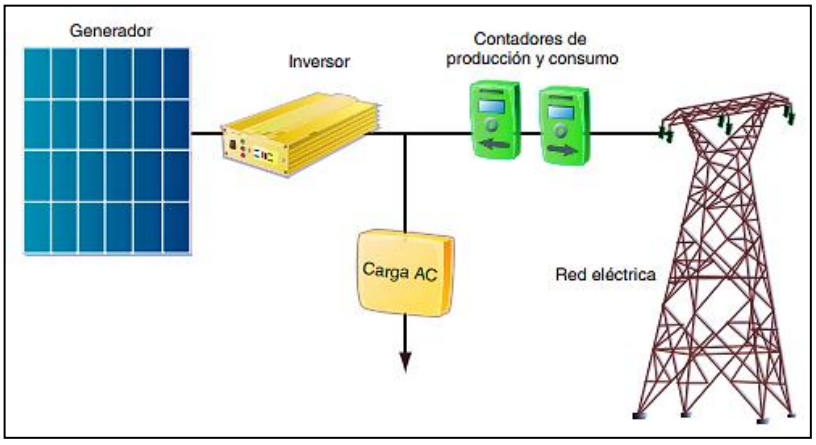


Figura 13: Esquema general de una instalación autónoma con inversor.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010, p. 24).

1.4 APLICACIONES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Un sistema de generación fotovoltaica son instalaciones eléctricas, las cuales podemos definir como el conjunto de componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos que sirve para aprovechar la energía solar y convertirla en electricidad. La clasificación de las instalaciones se puede realizar en función a la aplicación que estén destinadas (Hidalgo & Boada Carabalí, 2013, p. 66) ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010).

Existen dos tipos de sistemas de generación fotovoltaicos:

- Sistema fotovoltaicas autónoma o aislada de la red convencional
- Sistema fotovoltaico con conexión a la red convencional

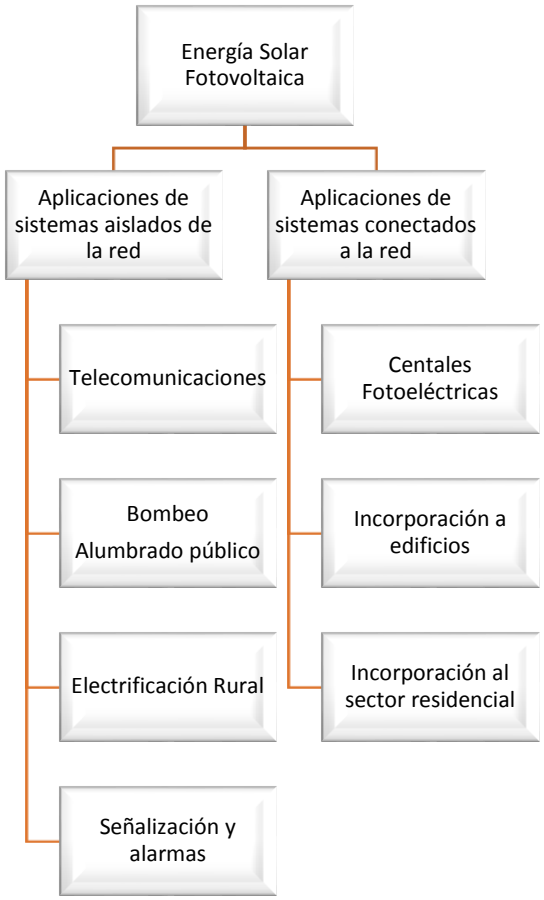


Figura 14: Tipos de sistemas Fotovoltaicos y sus aplicaciones.
Fuente: ("Componentes de una instalación solar fotovoltaica," 2010).

1.4.1 Sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica convencional

Los sistemas fotovoltaicos aislados de la red o autónomos han sido utilizados para suministrar energía eléctrica al sector rural o lugares que se encuentra alejados de la red convencional, en donde es más caro suministrar energía de forma tradicional. Este tipo sistemas han sido utilizados en señalizaciones, comunicaciones, bombeo de agua, alumbrado público, etc. (Abella, 2005, p. 8)

Para lograr satisfacer el consumo de energía eléctrica los sistemas de generación fotovoltaico utiliza sistemas de acumulación energética para los períodos que no exista energía solar.

Los sistemas de acumulación empleados suelen ser bancos de baterías que almacenan la energía producida en el día, de esta manera el usuario puede utilizar la energía almacenada en la noche cuando no existe radiación solar.

La batería se conecta al sistema fotovoltaico a través de un regulador de carga, protegiendo a la batería de sobrecargas y descargas, los sistemas fotovoltaicos están diseñados de tal manera que alimentan la carga durante las horas de insolación y recargan las baterías.

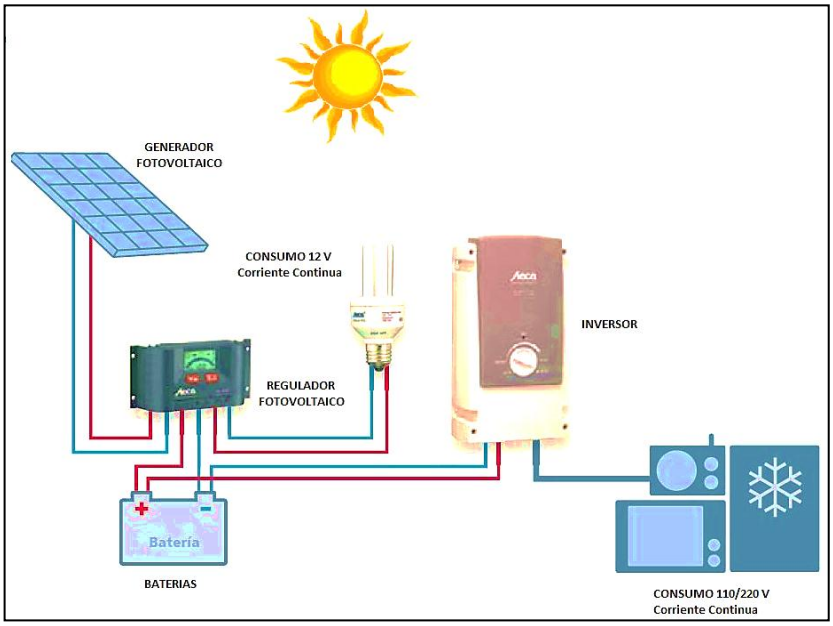


Figura 15: Sistema fotovoltaico aislado de la red.
Fuente: (E-DUCATIVA CATEDU, n.d.).

Como se muestra en la (*Figura 15*), los electrodomésticos que se utiliza en el hogar son de corriente alterna y corriente continua, por tal motivo se hace uso de un inversor, que permite la conversión de la corriente continua que genera el sistema fotovoltaico en corriente alterna que se usa normalmente en las viviendas para la mayoría de los artefactos eléctricos.

Por tal motivo cuando se trabaja con un sistema fotovoltaico autónomo se requiere de algunos elementos como:

- Un generador fotovoltaico
- Una batería de acumulación
- Un regulador de carga
- Un inversor
- Sistema de monitorización
- Cableado, elementos de protección del sistema.

Las desventajas del sistema aislado de la red, es que las baterías de acumulación se desgastan o tiene un determinado tiempo de vida útil, así que deben ser remplazadas. Otra desventaja es que la cantidad de energía que se obtenga de los sistemas fotovoltaicos es directamente proporcional a la radiación solar que incide sobre la superficie (Abella, 2005b).

1.4.1.1 Sistemas fotovoltaicos domiciliarios

Los sistemas solares fotovoltaicos domiciliarios autónomos generalmente son utilizados en viviendas que se encuentran ubicadas en zonas rurales, donde no se tiene accesos a la red eléctrica convencional.

Dentro de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios se pueden dividir en sistemas descentralizados y sistemas centralizados (Buitrón Proaño & Burbano Gube, 2010).

1.4.1.1.1 Sistemas descentralizados

Son sistemas en los que cada vivienda es alimentada por su propio generador fotovoltaico, este sistema se utiliza cuando la red de distribución se encuentra demasiado alejada para alimentar una vivienda o grupo de viviendas. Existen

comunidades, donde una vivienda se encuentra a distancias muy alejadas de la siguiente, por lo que es difícil y muy costoso hacer un sistema general que alimente a todas las viviendas, en caso se recomienda instalar un sistema fotovoltaico independiente para cada vivienda como muestra en la *(Figura 16).* (Buitrón Proaño & Burbano Gube, 2010)

Figura 16: Sistema fotovoltaico descentralizado.
Fuente: ("Paneles solares para electrificar zonas rurales," 2013).

1.4.1.1.2 Sistemas centralizados o Micro Red

Estos sistemas a diferencia del sistema anterior, se utiliza un sistema fotovoltaico para todas la viviendas. Esta forma de generación requiere de circuitos secundarios y circuitos de distribución en cada una de las viviendas desde el centro común de generación como se puede observar en la (*Figura 17*). Tiene una capacidad de generación de decenas de KW. Muchas de las ocasiones las compañías de electricidad optan por los sistemas centralizados cuando los usuarios están alejados de la red de distribución debido a que son de bajo coste (Miguel A. Egido & María Camino, 2008).

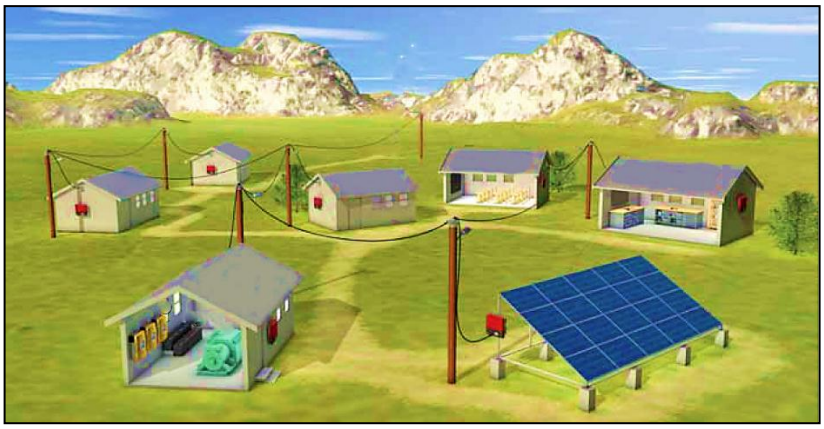


Figura 17: Sistema fotovoltaico centralizado.
Fuente:(Durán & Lobo-Guerrero, 2012).

1.4.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica convencional

Un sistema fotovoltaico Conectado a la Red está compuesto por un área extensa según la cantidad de energía eléctrica que se requiera satisfacer, y un sistema de inversión que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden tener una gama de aplicaciones las cuales pueden ir desde centrales de gran tamaño hasta pequeñas centrales.

La diferencia con el sistema fotovoltaico autónomo es que esté no utiliza un sistema de acumulación de energía, ya que la energía producida es consumida para satisfacer la demanda de energía y en el caso de que no se cubra la demanda con el sistema fotovoltaico se utiliza la energía de la red, de esta manera se cubre toda la demanda de energía requerida. También éste sistema cuenta con elementos de protección y elementos que regulan la forma y cantidad en que se suministra la energía eléctrica a la red central.

Algunos elementos de protección generales si deberían incorporar en los inversores como pueden ser:

- Interruptor automático: Estos dispositivos son de corte automático, permiten la de desconexión de la fuente de energía solar si se produce un fallo, actuando los relés de mínima y máxima tensión que controlan la fase de la red de distribución sobre la que está conectado el inversor.
- El inversor debe contar con un dispositivo para realizar el corte de energía para evitar que el circuito siga funcionando en caso de que exista una falla en

el suministro eléctrico o la tensión este por debajo del umbral necesario para la conexión a red.

- Limitador de tensión máxima y mínima.
- Limitador de frecuencia: el inversor deberá contar con un control, que permita que la frecuencia se mantenga dentro de los 60Hz y que varié en un rango ± 1.5Hz establecido por el CONELEC para sistemas que requieran conectarse a la red (CONELEC, 2000)(Díaz Tomas & Carmona Guadalupe, 2010).

La energía generada por los sistemas fotovoltaicos debe garantizar una cantidad de tensión, un tipo de frecuencia y calidad de onda, para que esta pueda ser conectada a la red, como se mencionó este tipo de protecciones deben ir en el inversor, pero a más de este tipo de protecciones se debe proveer de los elementos de protección comunes en las instalaciones eléctricas contra sobre voltajes, sobre intensidades, corto circuitos, inducción de corrientes a tierra, etc. (Carrillo Coll, Enric, 2009)(Rubén Crego Villarroel, 2013)

El inversor además de cumplir la función de convertir la corriente continua de los paneles en alterna también cumple la función de monitorear el sistema y por tal motivo debe contar con dichas protecciones, para que puede desconectar el sistema fotovoltaico de la red en caso del funcionamiento anormal.

Por tal motivo cuando se trabaja con un sistema fotovoltaico conectado a la red se requiere de algunos elementos como:

- Módulos Fotovoltaicos
- Inversor para conexión a red
- Sistemas de protecciones en corriente alterna
- Sistemas de protecciones en corriente continua
- Contador de energía bidireccional
- Sistema de monitorización

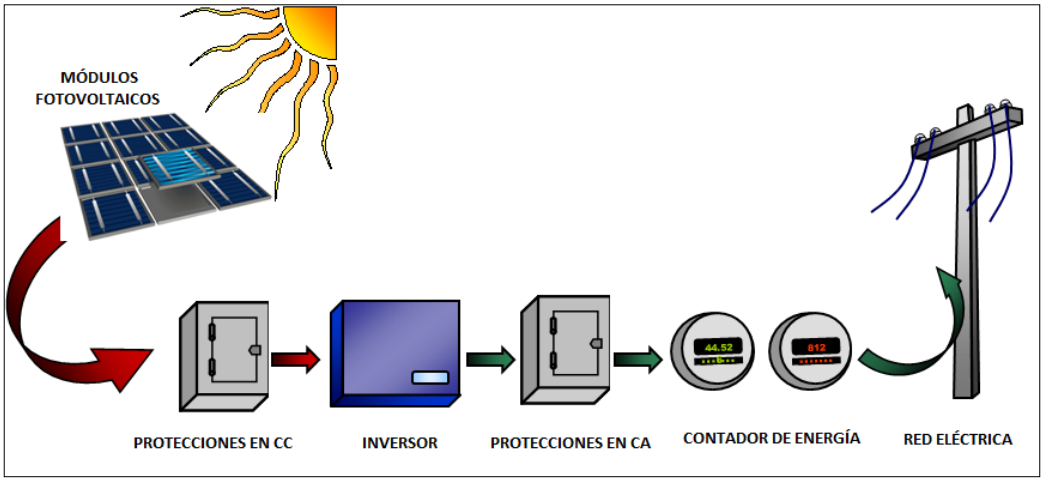


Figura 18: Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.
Fuente: (INGENOVA, 2004).

Dentro de las ventajas que se puede mencionar de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden mencionarse las siguientes:

- Debido a que los sistemas fotovoltaicos se instalan en los mismos lugares donde se requiere cubrir la demanda de energía eléctrica, no existe pérdidas por transmisión y distribución.
- Se instala fácil y rápidamente sobre cualquier superficie que se encuentre expuesto al sol.
- El costo de inversión y mantenimiento se recupera a largo plazo.
- Otra ventaja de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red es que serían de gran ayuda a la generación de energía eléctrica convencional, debido a que la demanda de los clientes residenciales totales tienen una tendencia creciente de 3.9% promedio para el año 2022, alcanzando los 5.5 millones de clientes, por tal motivo cada vez se necesita un número mayor de centrales para cubrir tal demanda, al producir energía por medio de sistemas de generación fotovoltaicas podría ayudar reducir la cantidad de emisión de gases de efecto invernadero, debido a que se trata de energías limpias.(Hidalgo & Boada Carabalí, 2013)(Díaz Villar, 2003)(Romero & Abella, 2006)(Gasquet, 1997)(Chivelet & Solla, 2007)(CONELEC, 2013).

Entre las desventajas podemos tener:

- La cantidad de energía va a estar limitada a la superficie ya que para satisfacer una gran cantidad de energía se necesita una gran superficie.

1.5 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- La energía solar fotovoltaico, al ser una fuente renovable de energía, es respetuosa con el medio ambiente.
- Los sistemas fotovoltaicos no producen ruidos, emisiones, vibraciones y el impacto visual es bastante reducido debido a que los módulos, se pueden adaptar según las condiciones naturales de los lugares en los que se instalan.
- No consume combustibles fósiles para su operación
- Son resistentes a condiciones climáticas extremas como: granizo, viento, temperatura, humedad.
- Se puede reducir casi a cero el territorio utilizado, debido a que se pueden instalar sobre los tejados, tarrazas o terrenos que ya están ocupados. (Oña & Guillermo, 2006)

1.6 DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- Los sistemas fotovoltaicos deben ser correctamente reciclados al terminar su vida útil, debido a que algunos tipos de células en caso de incendios forman gases tóxicos. (Taller nuevas tecnologías, 2005)
- En algunos casos cuando se requiere satisfacer una gran cantidad de demanda de energía se necesita una gran cantidad de terreno para la instalación de los sistemas fotovoltaicos, esto puede traer un impacto visual además puede provocar un impacto sobre la flora y fauna del lugar según sea la ubicación del territorio. (Oña & Guillermo, 2006)
- Requiere de una importante inversión inicial.

CAPÍTULO 2

DIAGNÓSTICO DEL CONSUMO RESIDENCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CANTÓN CUENCA

2.1 ANTECEDENTES

Cuenca, oficialmente Santa Ana de los Cuatro Ríos de Cuenca, es una urbe del centro sur de la República del Ecuador y la cabecera cantonal de la provincia del Azuay y de la Región 6. (“Cuenca (Ecuador),” 2014)

El cantón Cuenca se halla situado en la parte austral de la cordillera andina ecuatoriana, entre los 2350 y 2550 metros sobre el nivel del mar, asentado sobre una gran explanada en la cordillera de los Andes. (Municipalidad de Cuenca, 2014, p. 2)

La ciudad está constituida por un sistema de terrazas o placas de terreno, 4 en total, que le brindan un ligero relieve, por ende se dice que la urbe en su mayoría se la puede considerar como plana, rodeada por montañas. Estas terrazas son bañadas por varias corrientes de agua en donde destacan los 4 ríos que le dan su nombre: Machángara, Tomebamba, Yanuncay y Tarqui, los mismos que se unen para confluir como uno solo en el río Cuenca hacia el extremo este de la ciudad. (Municipalidad de Cuenca, 2014, p. 2)

Figura 19: Ubicación de la ciudad de Cuenca.
Fuente: Propia de los autores.

2.1.1 División Política

El Cantón Cuenca está divido en 36 parroquias, de las cuales 15 conforman el territorio urbano y 21 el área rural, en la siguiente *Tabla 4* se puede observar el listado de las parroquias y la zona a la que pertenecen.

Parroquias del Cantón Cuenca	
Rural	Urbano
Baños	Bellavista
Cumbe	Cañaribamba
Chaucha	El Batán
Checa	El Sagrario
Chiquintad	El Vecino
Llacao	Gil Ramírez
Molleturo	Huayna Cápac
Nulti	Machángara
Octavio Palacios	Monay
Paccha	San Blas
Quingeo	San Sebastián
Ricaurte	Sucre
San Joaquín	Totoracocha
Santa Ana	Yanuncay
Sayausí	Hermano Miguel
Sidcay	
Sinincay	
Tarqui	
Turi	
El Valle	
Victoria de Portete	

Tabla 4: División política del cantón Cuenca.
Fuente: Elaboración propia en base a la información.

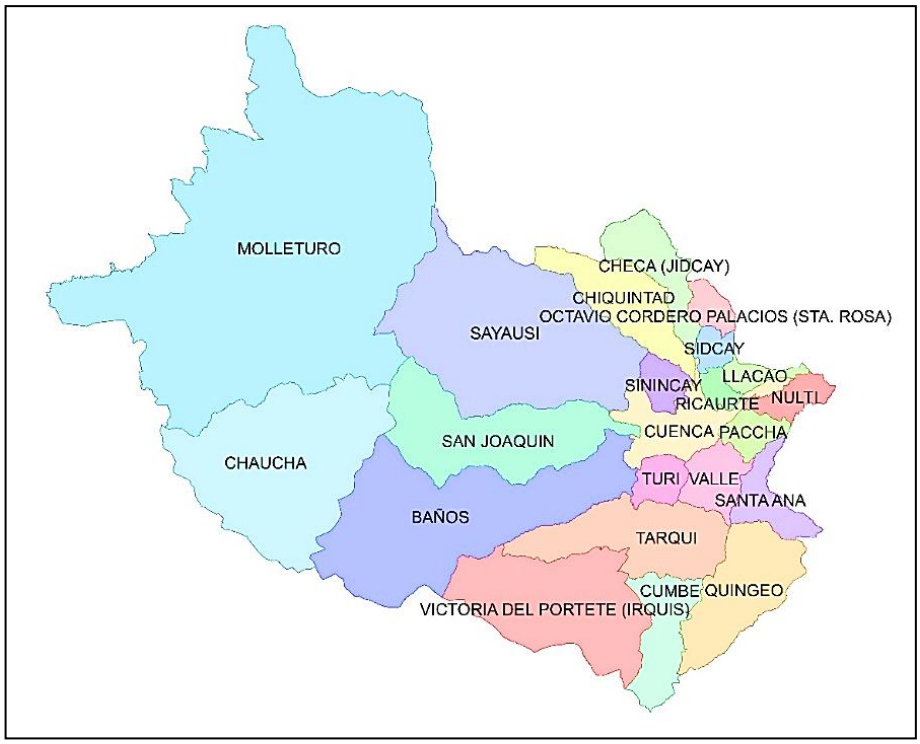


Figura 20: Parroquias rurales del cantón Cuenca.
Fuente: Propia de los autores.

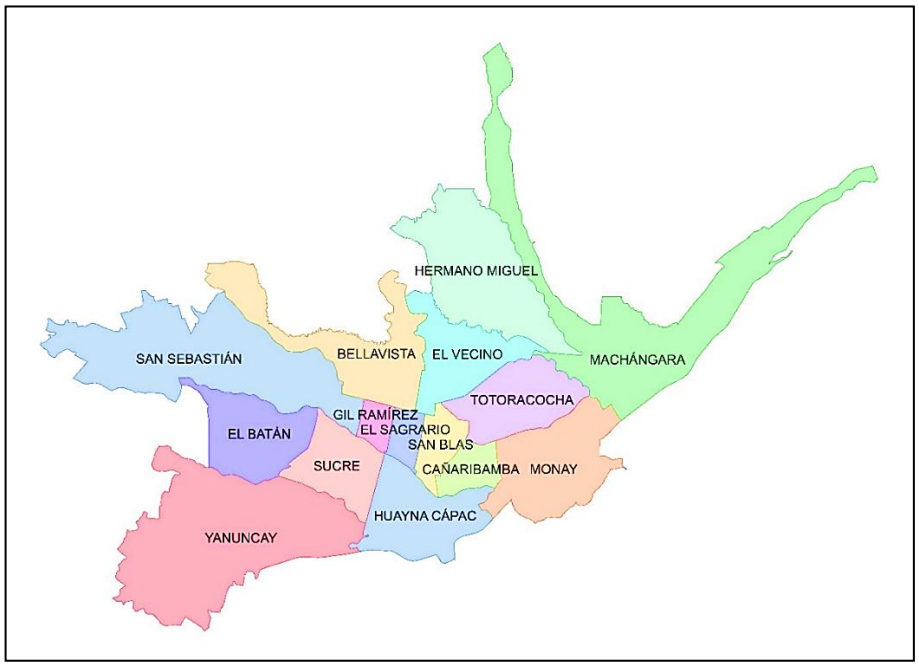


Figura 21: Parroquias urbanas del cantón Cuenca.
Fuente: Propia de los autores.

2.1.2 Clima

Cuenca posee un clima generalmente templado, con una temperatura promedio de 17°C, se puede decir que es un temple benigno debido a que, las condiciones

climáticas, junto con la gran disponibilidad de agua y la fertilidad del suelo, permite que el valle este cubierto de verde vegetación con un suelo apto para el cultivo. (Espinoza Arce & Sánchez Egues, 2013, p. 46)

En cuanto a las estaciones climáticas, se presenta una temporada de sequía entre junio y septiembre, tanto para el cantón Cuenca como para sus alrededores. En cambio en el transcurso del resto del año hay períodos variables de lluvia, sobre todo entre los meses de octubre a diciembre y entre marzo a mayo. (Municipalidad de Cuenca, 2014, p. 2)

Se podría concluir con un día típico de Cuenca repartido de la siguiente manera: temprano en la madrugada con helada y neblina, acercándose a las nueve de la mañana un sol cálido aumentando su temperatura hasta las cuatro de la tarde, y para terminar el día un brusco descenso de temperatura pudiendo incluir viento y lluvia. (Espinoza Arce & Sánchez Egues, 2013, p. 46)

2.1.3 Demografía

La provincia del Azuay cuenta con 712.127 habitantes según los datos resultantes del Censo de Población y Vivienda realizado por el Instituto Ecuatoriano de Estadísticas y Censos en el año 2010. De esta cifra, la ciudad de Cuenca comprende el 71% con 505.585 habitantes, dividiéndose en 239 497 hombres y 266 088 mujeres, con una tasa de crecimiento promedio anual del 2%. (INEC, 2010, p. 4)

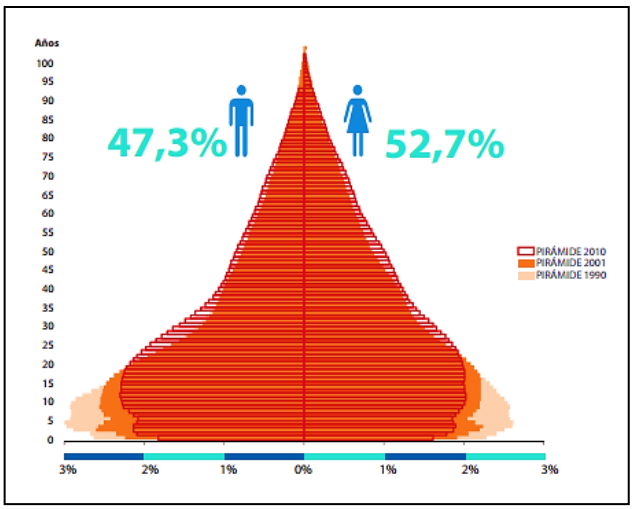


Figura 22: Pirámide poblacional del cantón Cuenca.
Fuente: (INEC, 2010, p. 5).

La población se divide en pobladores de zonas urbanas y zonas rurales. Los primeros alcanzan el 65.4% con 331.888 habitantes, mientras que los segundos llegan al 34.6% con 173.697 habitantes. (INEC, 2010, p. 8)

2.1.4 Pliego Tarifario

De acuerdo al pliego tarifario para empresas eléctricas publicado en el CONELEC que se encuentra sujeta a las disposiciones establecidas en el Mandato constituyente N° 15 y demás reglamentos, se considera dos categorías de tarifas por las características de consumo: residencial y general; y 3 grupos por el nivel de tensión: alta, media y baja tensión.

2.1.4.1 Categorías

2.1.4.1.1 Categoría Residencial

La categoría residencial corresponde a servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir, cualquier consumo en el hogar independientemente del tamaño de la carga conectada. También se incluyen a los consumidores de escasos recursos económicos y bajos consumos que tienen en su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

2.1.4.1.1.1 Tarifa Residencial

La tarifa residencial se aplica a todos los consumidores sujetos a la categoría Residencial, independientemente de la carga conectada. En el caso que el consumidor residencial sea atendido a través de un transformador de su propiedad y el registro de lectura sea de Baja Tensión, la empresa considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 2% en el monto total de la energía consumida.

Cargos que debe pagar el consumidor

- Un cargo por comercialización USD/consumidor, independientemente de la energía
- Cargos crecientes en USD/KWh, en función de la energía consumida.

2.1.4.1.1.2 Tarifa Residencial Temporal

Se aplica a los consumidores residenciales que no tienen su residencia permanente en el área de servicio y que utilizan energía eléctrica en forma puntual para usos domésticos (fines de semana, períodos de vacaciones, entre otros).

Cargos que debe pagar el consumidor

- Un cargo por comercialización en USD/consumidor, independiente del consumo de energía.
- Un cargo único por energía USD/kWh, en función de la energía consumida.

2.1.4.2 Tabla de categorías de tarifarias

En la *Tabla* 5 se puede observar las tarifas en USD según el nivel de tensión, de las diferentes categorías que maneja las empresas eléctricas como Ambato, Azogues, Centro Sur S.A., Cotopaxi, Norte, Riobamba, Sur.

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/kWh)
CATEGORÍA	RESIDENCIAL		
NIVEL DE	BAJA Y MEDIA TENSIÓN		
0-50		0,091	
51-100		0,093	
101-150		0,095	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	1,414
501-700		0,1285	
701-1000		0,145	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2500-3500		0,436	
Superior		0,6812	
	RESIDENCIAL TEMPORAL		
		0,1285	1,414

Tabla 5: Cargos tarifarios únicos.
Fuente: (CONELEC, 2014a).

2.2 ANÁLISIS DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Como primer paso para el estudio técnico para incorporar generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial del cantón Cuenca, es necesario contar con los datos de energía [kWh] del sector residencial del período enero-diciembre del 2013, los cuales han sido facilitados por la empresa eléctrica Centro Sur S.A.

En la *Tabla* 6 se puede observar la cantidad promedio de clientes existentes por parroquias del sector residencial de cantón Cuenca. Cada parroquia tiene un código el cual le permite a la empresa eléctrica identificar si pertenece al grupo de parroquias urbanas o rurales.

Código	Parroquia	Clientes
10101	Bellavista	6809
10102	Cañaribamba	4259
10103	El Batán	7312
10104	El Sagrario	2935
10105	El Vecino	10329
10106	Gil Ramírez	2422
10107	Huayna Cápac	5143
10108	Machángara	4018
10109	Monay	5034
10110	San Blas	2977
10111	San Sebastián	9081
10112	Sucre	5019
10113	Totoracocha	8817
10114	Yanuncay	14455
10115	Hermano Miguel	2443
10151	Baños	6960
10152	Cumbe	2205
10153	Chaucha	548
10154	Checa	1517
10155	Chiquintad	2610
10156	Llacao	1322
10157	Molleturo	1801
10158	Nulti	3064
10159	Octavio Palacios	1295
10160	Paccha	2057
10161	Quingeo	2530
10162	Ricaurte	6775
10163	San Joaquín	2403

10164	Santa Ana	3184
10165	Sayausí	5696
10166	Sidcay	2223
10167	Sinincay	6716
10168	Tarqui	3810
10169	Turi	2776
10170	El Valle	8744
10171	Victoria de Portete	1543
	Total clientes	160827

Tabla 6: Clientes del sector residencial del cantón Cuenca división por parroquias.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

En la *(Figura 23)* se puede observar la dispersión de clientes residenciales en cada una de las parroquias urbanas, obteniendo como resultado que la parroquia Yanuncay tiene la mayor concentración de clientes.

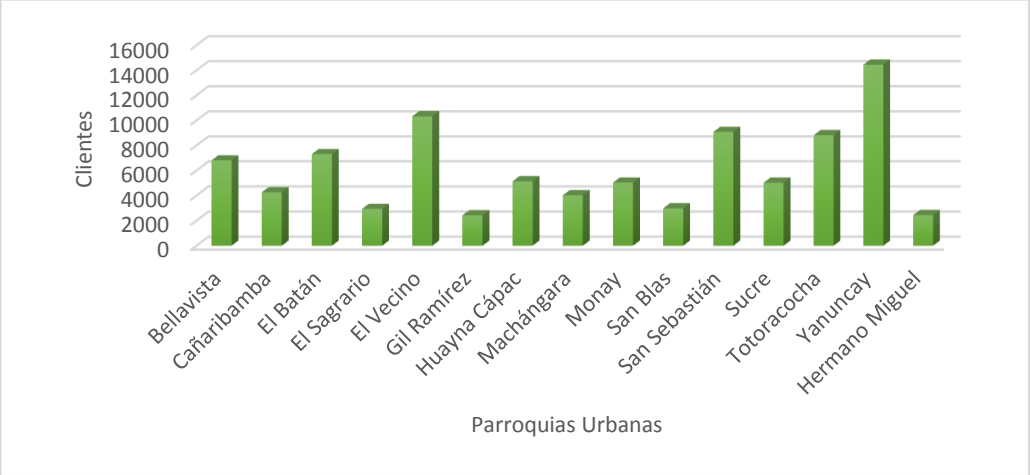


Figura 23: Clientes residenciales de las parroquias Urbanas.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

En cambio en la (*Figura 24*) se puede observar la dispersión de clientes residenciales en las parroquias rurales, obteniendo como resultado que la parroquia "El Valle" tiene la mayor concentración de clientes.

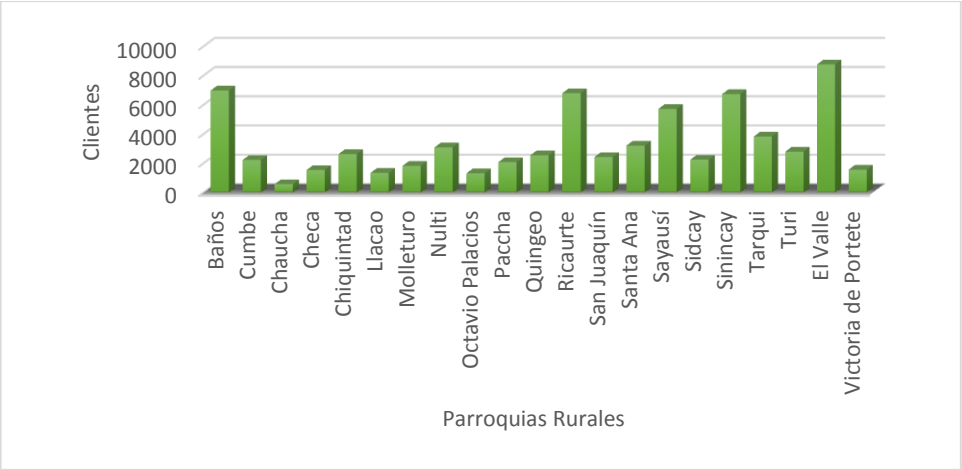


Figura 24: Clientes residenciales de las parroquias Rurales.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

2.2.1 Delimitación Geográfica

Para la presente investigación es necesario determinar conductas, comportamientos y hábitos de consumo de los clientes residenciales en el cantón Cuenca, por el cual en base a la información obtenida de los clientes de la Centro Sur S.A. del período enero-diciembre del 2013, se procede a realizar una validación de datos, para proceder a realizar el análisis de la delimitación geográfica de las parroquias que constituyen el Cantón Cuenca, motivo por el cual nos basamos en los resultados de las medidas de tendencia central realizado para cada una de las parroquias tanto urbanas y rurales del cantón Cuenca, como se muestra en la *Tabla 7*.

Código	Parroquia	Promedio [kWh]	Mediana [kWh]	Moda [kWh]	Desv. Estándar
10101	Bellavista	201	175	117	94
10102	Cañaribamba	204	180	120	92
10103	El Batán	215	182	119	111
10104	El Sagrario	223	181	126	134
10105	El Vecino	199	171	117	95
10106	Gil Ramírez	220	181	119	131
10107	Huayna Cápac	231	197	124	126
10108	Machángara	204	180	121	91
10109	Monay	191	170	121	80
10110	San Blas	210	178	117	112
10111	San Sebastián	209	179	119	106
10112	Sucre	224	191	124	119
10113	Totoracocha	196	171	117	89
10114	Yanuncay	199	172	115	95

10115	Hermano Miguel	184	163	120	77
10151	Baños	187	162	118	84
10152	Cumbe	180	149	118	94
10153	Chaucha	193	145	124	118
10154	Checa	166	144	120	71
10155	Chiquintad	177	154	118	78
10156	Llacao	171	150	117	69
10157	Molleturo	188	151	121	113
10158	Nulti	226	181	119	142
10159	Octavio Palacios	172	151	116	76
10160	Paccha	173	149	120	76
10161	Quingeo	177	143	118	113
10162	Ricaurte	190	162	118	93
10163	San Joaquín	214	175	124	123
10164	Santa Ana	181	150	115	97
10165	Sayausí	187	166	114	97
10166	Sidcay	178	152	120	87
10167	Sinincay	180	156	115	79
10168	Tarqui	180	149	116	98
10169	Turi	185	153	123	109
10170	El valle	175	154	114	73
10171	Victoria de Portete	176	145	118	94

Tabla 7: Medidas de tendencia central.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

Observando la *Tabla 7* se concluye que los valores promedios obtenidos, no tiene gran variación, el grupo de parroquias urbanas están dentro del rango de 200 a 215 y el grupo de parroquias rurales se encuentran dentro del rango de 170 a 193, por lo tanto como el comportamiento de consumo de energía eléctrica es similar en cada agrupación de las parroquias, se estableció que se respetaría la división política del cantón Cuenca.

En la *Tabla 8* se puede observar, que en la zona urbana el consumo mensual promedio de energía es 210,10 kWh y para la zona rural es de 183 kWh mensual.

Consumo Promedio kWh	
Urbano	210,108976
Rural	183,548861

Tabla 8: Consumo promedio por zonas.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

Una vez determinado la delimitación geográfica, se procede a calcular los valores promedios de la concentración de clientes residenciales de la empresa eléctrica Centro Sur S.A tanto en las parroquias urbanas y rurales como se puede observar en la *Tabla 9*.

Parroquias	Clientes
Rural	69776
Urbano	91052
Total	160827

Tabla 9: Clientes del sector residencial del cantón Cuenca.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

En la (*Figura 25)* se presenta el grado de concurrencia de los clientes residenciales de la Centro Sur, los cuales han sido separados en sectores urbanos y rurales, obteniendo como resultado que el 57% de clientes residenciales están concentrado en el sector urbano y el 47% en el sector rural, para este análisis se respetó la división política asignada a las parroquias del cantón Cuenca.

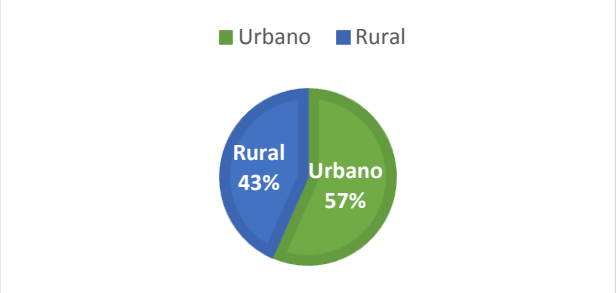


Figura 25: Clientes Residenciales Centro Sur.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

2.3 DIAGNÓSTICO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CANTÓN CUENCA

La estratificación de datos se realizó según la *Tabla 5* que maneja la empresa eléctrica Centro Sur S.A. la cual asigna tarifas para el sector residencial según determinados grupos como se puede observar en la *Tabla 10.*

RANGO DE CONSUMO	ENERGÍA (USD/kWh)
CATEGORÍA	RESIDENCIAL
Nivel de Tensión	Baja y Media Tensión

0-50	0,091
51-100	0,093
101-150	0,095
151-200	0,097
201-250	0,099
251-300	0,101
301-350	0,103
351-500	0,105
501-700	0,1285
701-1000	0,145
1001-1500	0,1709
1501-2500	0,2752
2500-3500	0,436
Superior	0,6812

Tabla 10: Cargos Tarifarios aprobados 2014.
Fuente: (CONELEC, 2014a).

Una vez obtenido los correspondientes estratos para el sector residencial del cantón Cuenca, se ha obtenido el número de clientes a partir de la base de datos proporcionados por la empresa Eléctrica Centro Sur S.A, en el cual se ha derivado la siguiente concentración promedio de clientes de las parroquias rurales para cada estrato, como se puede observar en la *Tabla 11*.

Estratos	Promedio
0-50	27766
51-100	17433
101-150	12697
151-200	5929
201-250	2784
251-300	1351
301-350	717
351-500	798
501-700	225
701-1000	73
1001-1500	26
1501-2500	9
2500-3500	2
Superior	2
Total de clientes	69812

Tabla 11: Clientes categorizados por estratos.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

En la (*Figura 26*) se puede observar el comportamiento del consumo eléctrico de los clientes del sector rural, en el cual se obtuvo como resultado que la mayor parte de clientes consumen menos de los 50kWh/mes.

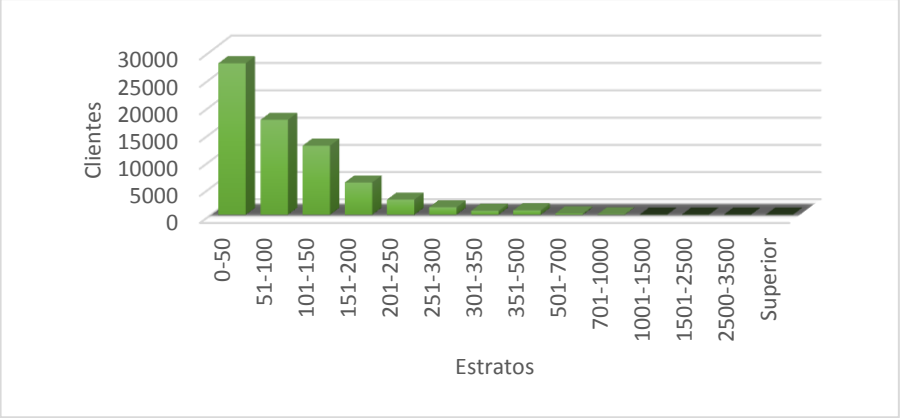


Figura 26: Clientes de las parroquias Rurales.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

En la *Tabla 12* en cambio se puede observar la cantidad de clientes por estrato de las parroquias urbanas, el total de clientes del sector urbano es de 91015 en comparación de 69812 clientes que hay en el sector rural, esto quiere decir que en el sector urbano hay más usuarios del servicio eléctrico.

Estratos	Promedio
0-50	17820
51-100	19434
101-150	20977
151-200	14073
201-250	8179
251-300	4446
301-350	2446
351-500	2642
501-700	710
701-1000	196
1001-1500	65
1501-2500	20
2500-3500	5
Superior	2
Total de clientes	91015

Tabla 12: Total de clientes de las parroquias Urbanas.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

En la (*Figura* 27*)* se puede observar el comportamiento del consumo eléctrico de los clientes del sector urbano, en comparación con el sector rural, la mayor cantidad de clientes consumen entre 101-150 kWh/mes.

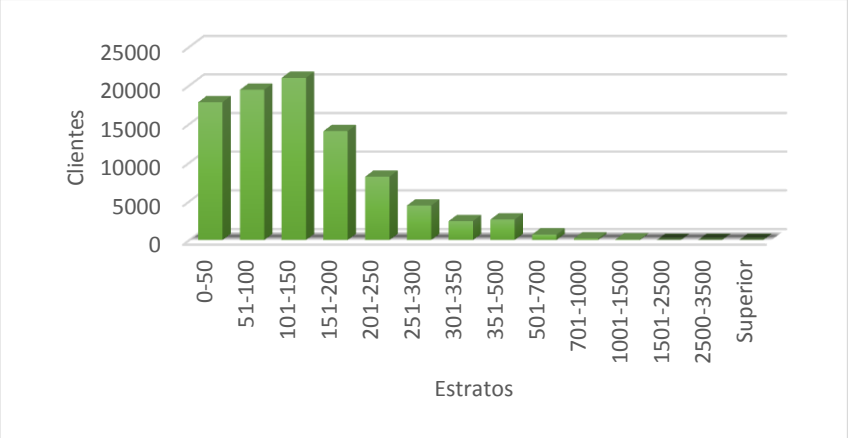


Figura 27: Clientes de las parroquias Urbanas.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

En la *Tabla 13* se muestra los totales promedio de los clientes tanto del sector urbano como del sector rural, en total se obtuvo que existen 160827 usuarios del servicio eléctrico pertenecientes al sector residencial.

Rango de Consumo	Número de Clientes
0-50	45586
51-100	36867
101-150	33674
151-200	20002
201-250	10963
251-300	5798
301-350	3163
351-500	3439
501-700	935
701-1000	269
1001-1500	91
1501-2500	29
2500-3500	7
Superior	4
TOTAL	160827

Tabla 13: Clientes categorizados por estratos.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

En la (*Figura 28)* se muestra los resultados totales promedio de los clientes tanto del sector urbano como del sector rural, y se obtuvo que 45586 usuarios consumen dentro del rango de 0-50 kWh/mes, y 116117 clientes están dentro la categoría tarifa dignidad, siendo esta tarifa para los usuarios del servicio eléctrico que sus consumos mensuales sea hasta 110 kWh, este grupo de clientes reciben un subsidio por el estado como incentivo al ahorro energético. (CONELEC, 2014b)

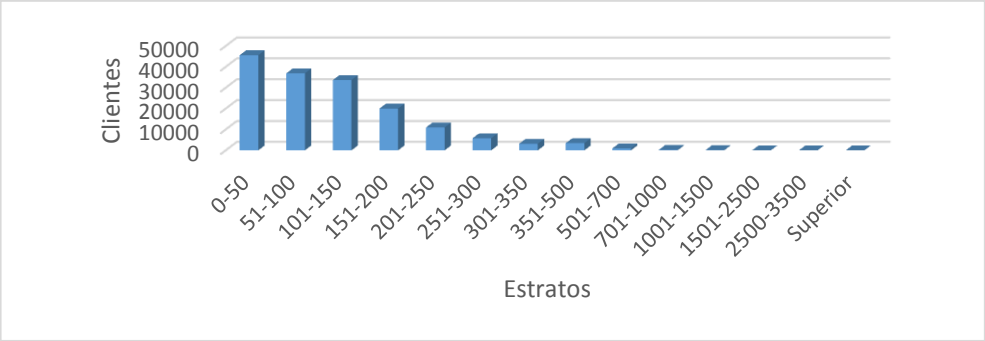


Figura 28: Clientes Residenciales Centro Sur.
Fuente: Elaboración propia en base a la información proporcionada por la Centro Sur S.A.

En la (*Figura* 29*)* se puede observar la cantidad de clientes que reciben el subsidio tarifa dignidad, de las diferentes distribuidoras de energía eléctrica del país, entre ellas se encuentra la empresa eléctrica Centro Sur S.A. que tiene un total de abonados de 194405 para el año 2013.

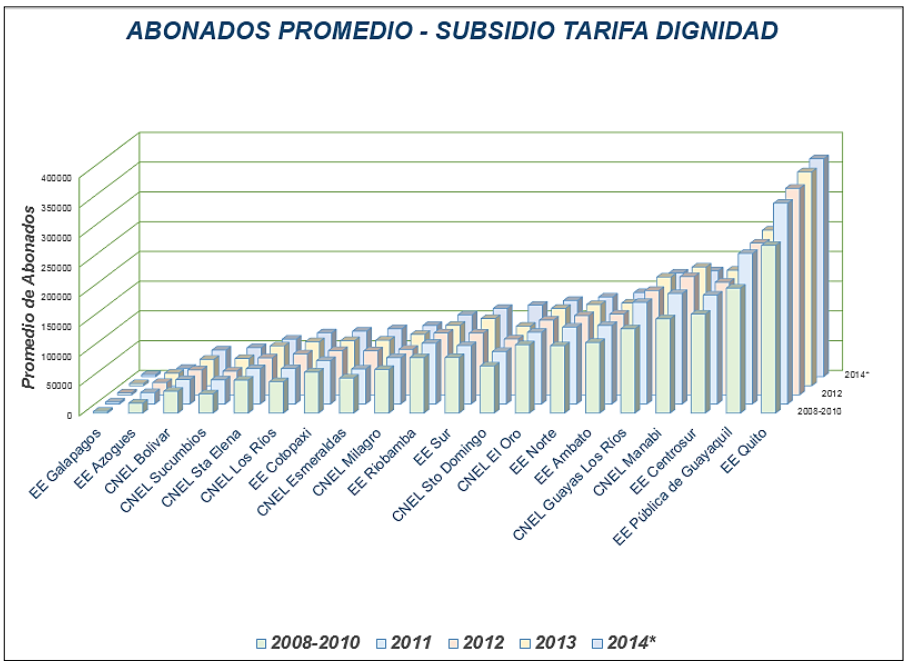


Figura 29: Clientes beneficiados por el subsidio Tarifa Dignidad.
Fuente: (CONELEC, 2014c).

En la (*Figura 30)* en cambio se puede observar la cantidad de miles de dólares que el estado subsidia a los abonados que consumen por debajo a la tarifa dignidad.

El estado ha previsto para los abonados de la empresa eléctrica que se han mantenido dentro de la tarifa dignidad, una cantidad de 3472,20 miles de dólares para el año 2013.

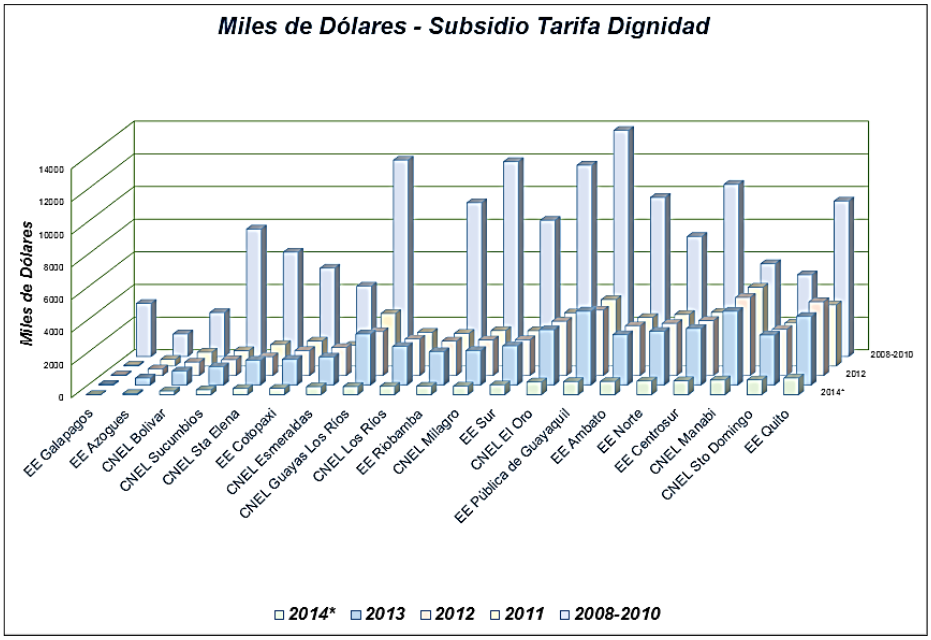


Figura 30: Subsidio en dólares Tarifa Dignidad.
Fuente: (CONELEC, 2014c).

Según los resultados obtenidos se puede concluir que la mayor parte de los usuarios del servicio eléctrico de la empresa Centro Sur S.A están dentro del rango de 0 – 150 kWh, esto quiere decir que la mayor parte de los clientes son beneficiados por la "Tarifa dignidad", pagando un valor de 0,04 centavos de dólar por kWh en sus planillas, motivo por el cual este tipo de clientes no serían candidatos potenciales para el proyecto de generación distribuida fotovoltaica, debido a que el costo total de energía eléctrica consumido en el mes sería de $ 4,40 más el valor de otro servicios, los clientes potenciales para el proyecto serían los usuarios con consumos de energía entre el rango de 200 – 2500 kWh debido a que el costo de sus planillas de consumo de energía eléctrica, representa un gasto en su economía familiar.(CONELEC, 2014b)

CAPÍTULO 3

DISEÑO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA INTEGRARLOS EN EL SECTOR RESIDENCIAL DEL CANTÓN CUENCA

3.1 INTRODUCCIÓN

El sol es una fuente de energía vital para la tierra es una de los principales fuentes que permite la vida en nuestro planeta, ya que el sol brinda una enorme cantidad de energía equivalente a $5{,}445x10^{24}$ J. Sin embargo este tipo de energía se encuentra irregularmente distribuida sobre la superficie terrestre, lo cual de cierta manera impide su total aprovechamiento, a más que el empleo de recolectores solares tiene un alto costo, lo cual da paso al uso indiscriminado de los combustibles fósiles agotando de esta manera la vida de nuestro planeta. Actualmente debido a la conciencia ecológica y al aumento de los precios de energía convencional se está optando por aprovechar la energía solar.

Como se vio en capítulos anteriores existen diferentes aplicaciones para aprovechar la energía solar, una de ellas, son los sistemas fotovoltaicos conectados a red ubicados en viviendas, que son una alternativa prometedora en el futuro de energías renovables. En estos sistemas la energía obtenida es consumida por la carga del hogar y los sobrantes inyectada a la red para ser comercializada con la empresa eléctrica local.

Pero para realizar una instalación fotovoltaica se debe tener varias consideraciones como áreas disponibles para la instalación, orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos, elementos de control y monitorización para inyección a la red, etc., por el mismo hecho que cualquier proyecto que quiera vender energía y conectarse a la red debe cumplir normativas impuestas por el CONELEC, las mismas que han sido detalladas a continuación con el fin de no afectar la red eléctrica convencional.

3.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.2.1 La radiación solar

La radiación solar es percibida por la tierra en forma de luz. La luz no es más que una corriente de fotones que resulta de un proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el sol. Esta energía es el motor que permite la vida en el planeta Tierra. La energía

que proviene del astro solar llega a la tierra en forma de radiación, pero sólo las ¾ partes de la energía entran a través de la atmosfera. (AEMET, 2010) (Nuria G3, 2002)

La radiación solar es el conjunto de ondas electromagnéticas y se produce directamente desde la fuente hacia fuera en todas las direcciones. Éstas ondas no necesitan un medio material para propagarse, pueden atravesar el espacio y llegar a la Tierra desde el sol, la unidad que describe a la radiación solar es la irradiancia o unidad por metro cuadrado [W/m^2]. La cantidad de radiación solar puede variar según la época del año y es producida a lo largo de determinadas horas del día, es por tal motivo que el aprovechamiento de la energía solar depende de los materiales empleados para su captación. (AEMET, 2010) (Nuria G3, 2002)

La longitud de onda y la frecuencia de las ondas electromagnéticas, son importantes para determinar su energía, su visibilidad y su poder de penetración. Estas ondas electromagnéticas pueden tener diferentes longitudes de onda. El conjunto de todas las longitudes de onda se denomina espectro electromagnético. La agrupación de las longitudes de onda emitidas por el Sol se denomina espectro solar. (AEMET, 2010)

A medio día la radiación solar es mucho mayor que cuando el sol está cerca del horizonte, en este horario el sol irradia una energía sobre la superficie terrestre que esta alrededor de 1.367 W/m^2 (Tejada Duque & Motoche Rivera, 2012)(Nuria G3, 2002)(Miquélez Senosiáin Vicente, 2012).

3.2.1.1 Componentes de la radiación solar

Una parte de la irradiación solar que incide en el suelo proviene directamente del disco solar y la otra proviene del cielo y las nubes, en la *(Figura 31)* se muestra los componentes de la radiación solar y la interacción con los componentes atmosféricos.

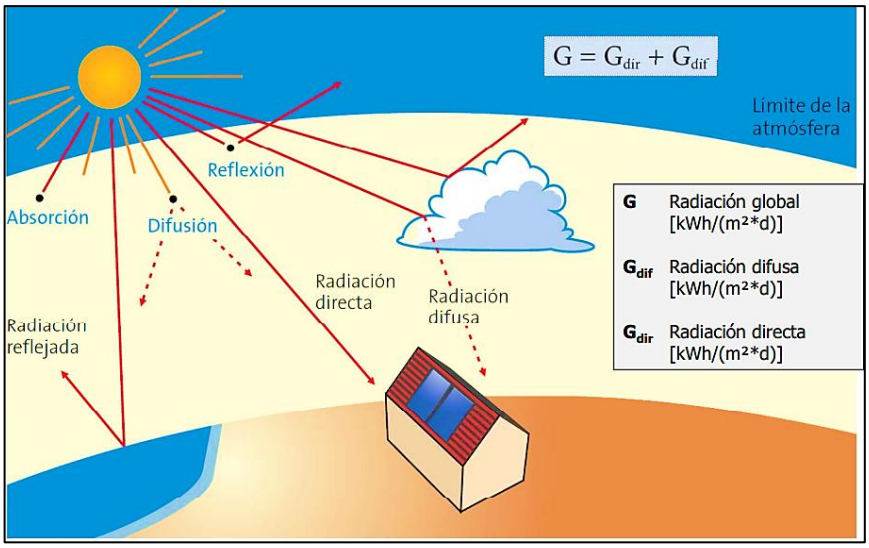


Figura 31: Componentes de la radiación solar.
Fuente: (EcoPotencia, 2010).

3.2.1.2 Radiación Directa

Este tipo de irradiación proviene directamente del sol hacia la superficie y predomina en las horas centrales del día, el instrumento de medición que se utiliza para medir este tipo de radiación es el pirheliómetro. (Nuria G3, 2002)(EcoPotencia, 2010)

- **Ángulos de la radiación directa**

La radiación directa proveniente del sol en cualquier momento dado, pueden ser descritas por un conjunto de ángulos:

- **Φ Latitud.-** Esta medida es la distancia angular Norte o Sur de un punto en la Tierra respecto al Ecuador, es positiva al Norte y negativa al Sur. $-90 \leq \varphi \leq 90$.
- $\boldsymbol{\delta}$ **Declinación Solar.-** Es la posición angular del sol al mediodía con respecto al plano ecuatorial, siendo al norte positivo. $-23.45 \leq \delta \leq 23{,}45$.
- $\boldsymbol{\beta}$ **Inclinación del colector.-** Es el ángulo entre el plano de la superficie en análisis y la horizontal; $0 \leq \beta \leq 180$, si $\beta > 90°$ el plano está mirando hacia abajo.
- $\boldsymbol{\gamma}$ **Ángulo acimut de la superficie.-** Si se realiza la proyección normal de una superficie sobre un plano horizontal, la desviación de esta proyección

respecto al meridiano local se denomina ángulo acimut de la superficie, tiene una valor de cero al Sur, es negativo al Este y positivo al Oeste; $-180° \leq \gamma \leq 180°$.

- $\boldsymbol{\omega}$ **Ángulo horario.-** Es el desplazamiento angular del sol en dirección este u oeste con respecto al meridiano local, este movimiento se debe a la rotación de la Tierra y avanza con una velocidad de 15° por hora; siendo negativo en la mañana y positivo en la tarde.
- **θ Ángulo de incidencia.-** Es el ángulo entre la radiación directa que incide sobre la superficie y la normal a la misma.
- $\boldsymbol{\theta_2}$ **Ángulo cenital.-** Es el ángulo entre la vertical y la línea hacia el sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación directa en la superficie horizontal.
- $\boldsymbol{\alpha_S}$ **Ángulo de altitud solar.-** Es el ángulo entre la horizontal y la línea solar, es decir el complemento del ángulo cenital.
- $\boldsymbol{\gamma_S}$ **Ángulo acimut solar.-** Es el desplazamiento angular desde el sur de la proyección de la radiación directa sobre el plano horizontal. El desplazamiento de este a sur es negativa y el desplazamiento de oeste a sur es positivo. (Duffie & Beckman, 1980, p. 13)

3.2.1.3 Radiación Difusa

Este tipo de irradiación es aquella cuya dirección se ha modificado por diferentes circunstancias o que se encuentra oculta por las nubes, partículas de polvos, aerosoles o moléculas en la atmósfera, montañas, árboles, edificios, el propio suelo y otros elementos atmosféricos y terrestres, debido que la radiación va en todas direcciones y no tiene una dirección directa (Nuria G3, 2002) (EcoPotencia, 2010).

3.2.1.4 Radiación solar reflejada

Este tipo de irradiación es la que refleja la superficie terrestre, en las superficies horizontales no existe la radiación reflejada, en cambio en las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.

La radiación reflejada es el porcentaje de radiación que se refleja una superficie. Es decir las superficies claras tienen valores superiores que las oscuras. (Nuria G3, 2002) (EcoPotencia, 2010).

3.2.1.5 Radiación Global

La radiación global es la radiación total, es decir la suma de la radiación directa más la radiación difusa sobre una superficie. El instrumento empleado para realizar la medición de la radiación global es el piranómetro (Nuria G3, 2002) (EcoPotencia, 2010).

3.2.2 Medición de la radiación Global, Difusa y Directa

Debido a que solo dos tercios de la radiación llegan hasta la superficie de la tierra, y este hecho se debe a que las proporciones de vapor de agua, metano, ozono y dióxido de carbono (CO_2) actúan como una barrera productora para que no se produzca cambios extremos de temperatura en la superficie terrestre, se pierde una gran cantidad de aporte energético, además aparte de este factor también se tiene que no todas las superficies reciben la misma cantidad de radiación solar, esto se debe al grado de inclinación de nuestro planeta con respecto al Sol (25,3°) como se puede observar en la (*Figura 32*). (AEMET, 2010).

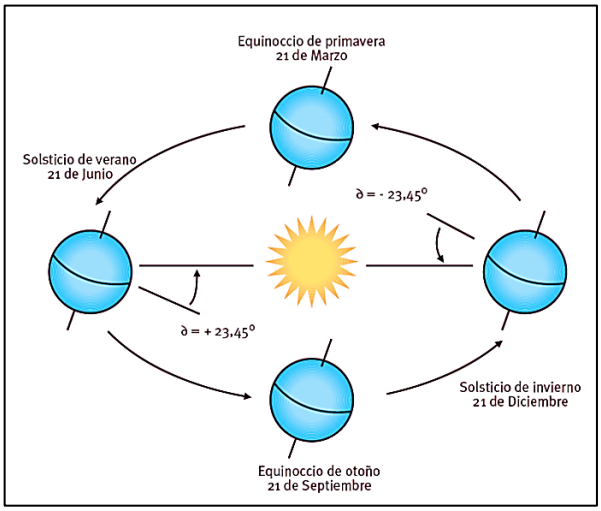


Figura 32: Radiación solar.
Fuente: (EcoPotencia, 2010).

El instrumento empleado para medir la radiación solar global es el piranómetro. Este instrumento es también utilizado para medir la radiación incidente sobre superficies inclinadas y se dispone en posición invertida para medir la radiación global reflejada.

3.2.2.1 Piranómetro

Este equipo es el más utilizado para medir la radiación solar, mide la radiación global y difusa en un plano horizontal de 180º, este instrumento consiste en una serie de termocuplas que es la unión de dos placas metálicas de diferente material y conductividad térmica. El cambio de temperatura en estas placas metálicas produce un cambio de voltaje que es proporcional a la radiación, las medidas obtenidas pueden ser alteradas por los factores ambientales como puede ser la lluvia, viento, etc., por tal motivo se dispone de una cúpula de vidrio óptico protector.(AEMET, 2010)

Figura 33: Piranómetro SR11.
Fuente: (Direct Industry, 2014) .

3.2.2.2 El Pirheliómetro

Este instrumento se utiliza para medir la radiación directa, estos equipos necesitan un seguidor solar para realizar la medición durante el día. Está formado por un disco de plata de color negro en una de sus caras, y un termómetro insertado en el agujero, el disco se coloca en el fondo de un tubo de latón que se puede cerrar con la ayuda de una pantalla móvil en el otro extremo, de esta forma se puede exponer el disco a la radiación solar. (Macancela Zhumi Luis Gerardo, 2012).

Figura 34: Pirheliómetro DR01.
Fuente:(SENSOVANT, 2014)**.**

3.2.2.3 El Actinógrafo

Es un instrumento que mide la radiación global, está formado por un arreglo bimetálico de dos superficies, la primera superficie está pintado de negro para que absorba la radiación solar y la otra está pintada de blanco para que las refleje y así pueda generar una diferencia de temperatura.

Todo el instrumento está protegido por una caja metálica y posee una cúpula semiesférica transparente, debe colocarse en una superficie completamente horizontal. La precisión de la medición está en el orden del 8%. (Macancela Zhumi Luis Gerardo, 2012)

Figura 35: Actinógrafo.
Fuente: (SENSOVANT, 2014).

3.2.2.4 El Heliógrafo

Este instrumentos es el que se emplea para registrar las horas de sol efectivas durante el día, el equipo determina la insolación, concentrando los rayos solares mediante una esfera de cristal, sobre un registro que tiene impreso una escala de horas, este registro se quema en el punto en el cual se forma la imagen del sol.(Macancela Zhumi Luis Gerardo, 2012)

Figura 36: Heliógrafo.
Fuente: (SENSOVANT, 2014).

Para diseñar un sistema fotovoltaico, se debe saber cuánta energía solar promedio se cuenta en el lugar de la instalación, este promedio se mide en horas de sol perfecto o HSP (PSH en inglés).

Una hora perfecta de sol representa las horas de sol luminoso, sin nubes, equivalente a una radiación de 1000 W (vatios) por m^2 durante una hora. En la *Tabla 14* se muestra la cantidad de horas sol por mes en el cantón Cuenca medido por un Heliógrafo.

Mes	Horas de sol
Enero	5
Febrero	4
Marzo	4
Abril	4
Mayo	5
Junio	5
Julio	6
Agosto	6

Septiembre	5
Octubre	5
Noviembre	5
Diciembre	5

Tabla 14: Heliofanía en Cuenca (horas sol/día).
Fuente: (Weather2Travel, 2005).

Analizando los datos de la *Tabla 14* se ha determinado que la heliofanía promedio en la ciudad de Cuenca es de 4,91 horas sol/día, pero para dar un factor de seguridad se escogerá el valor mínimo que corresponde a 4 horas sol/día para realizar el diseño del sistema fotovoltaico.

3.3 ANÁLISIS DE LOS DATOS DE RADIACIÓN SOLAR EN EL CANTÓN CUENCA

El primer paso para el diseño de un sistema fotovoltaico, es conocer si el sitio en el que se va a realizar la instalación cuenta con el recurso suficiente de energía solar diaria promedio. El dato que nos interesa obtener y cuantificar es el nivel de radiación global promedio anual, debido que es la radiación solar total recibida en la superficie de un receptor. (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

En el caso del Ecuador, los niveles de radiación son relativamente altos entre 4000 y 6000 Wh/m^2/día promedio anual, en la *Tabla 15* se muestra los valores de insolación o radiación global para las provincias del país y sus ciudades más importantes son:

Provincia	Ciudad	Wh/m^2/día	ZONA
Carchi	Tulcán	4200	II
Esmeraldas	Esmeraldas	4350	II
Imbabura	Ibarra	5250	IV
Manabí	Portoviejo	4650	III
Pichincha	Quito	5075	IV
Tsáchilas	Santo Domingo	4650	III
Cotopaxi	Latacunga	4800	IV
Napo	Tena	4350	II
Santa Elena	Salinas	4350	II
Guayas	Guayaquil	4513	III
Los Ríos	Babahoyo	4650	III
Bolívar	Guaranda	4800	IV
Tungurahua	Ambato	4650	III
Chimborazo	Riobamba	4200	II

Pastaza	Puyo	4200	II
Cañar	Azogues	4500	III
Morona Santiago	Macas	4050	II
Azuay	Cuenca	4350	II
El Oro	Machala	4200	II
Loja	Loja	4350	II
Zamora Chinchipe	Zamora	4350	II
Galápagos	Puerto Ayora	5835	V

Tabla 15: Valores de insolación o radiación solar global para las provincias del Ecuador y sus ciudades más importantes.
Fuente: (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2011).

Como se puede observar en la *Tabla 15* el Cantón Cuenca está considerado dentro de la zona II que tiene un radiación global entre 3600 a 4000 [Wh/m^2/día] según las datos establecidos por la NASA, mientras que en la *Tabla 16* se muestra los valores de radiación, datos que son proporcionados por el CONELEC, la base de datos manejada por esta entidad tiene valores mínimos, máximos y promedios de los tipos de radiación solar que se puede emplear para el diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico.

Insolación en el Ecuador [Wh/m^2/día]									
Mes	Insolación Difusa			Insolación Directa			Insolación Global		
	Prom.	Max.	Min	Prom.	Max.	Min	Prom.	Max.	Min
Enero	2925,1	3200	2440	2264,9	4342	423	4411,2	5523	3089
Febrero	3103,1	3495	2336	1828	4722	544	4480,3	5817	3315
Marzo	3002,5	3314	2296	2172,1	4730	834	4655,2	5855	3572
Abril	2839,9	3149	2204	2051,4	4404	545	4360,2	5421	3188
Mayo	2556,5	2906	1687	2443	5227	743	4276,1	5213	3288
Junio	2425,5	2840	1367	2519,9	6349	796	4140,1	5474	3107
Julio	2467,2	2854	1289	2680,2	6999	862	4308,5	5842	3216
Agosto	2657,7	3064	1621	2701,2	6519	511	4624,6	6254	3117
Septiembre	2683	3125	1828	3063,1	6203	969	4974,4	6492	3835
Octubre	2790	3168	2011	2819,8	5420	859	4888,3	6323	3748
Noviembre	2690,3	3105	1959	3130,6	6183	1306	4943,5	6484	4059
Diciembre	2703,7	3101	2026	3037,6	5238	868	4837,5	6089	3537

Tabla 16: Insolación mensual en el Ecuador.
Fuente: (CONELEC, 2008b).

Con los datos obtenidos del CONELEC, se puede tener una idea de cómo está variando la radiación solar en el Ecuador en los diferentes meses del año y así determinar si la ubicación de un sistema fotovoltaico en el país es factible.

3.3.1 Análisis de los datos de radiación solar de las 16 estaciones meteorológicas ubicadas en el cantón Cuenca

El INER (Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables) en convenio con la Universidad Politécnica Salesiana, han instalado 16 estaciones meteorológicas ubicadas de manera estratégica en el cantón Cuenca, las mismas datan el comportamiento del clima en el cantón. La magnitud de interés para el presente proyecto de tesis es la radiación solar, dichas estaciones poseen diferentes clases de sensores que les ayudan a registrar los variados cambios de las magnitudes climáticas que se producen a lo largo del día, es así que uno de ellos es el piranómetro, que mide los valores de radiación solar global y difusa en un campo visual de 180 grados en las distintas zonas.

El registro de datos de una manera continua, es de gran importancia al instalar una estación meteorológica, por ende las 16 estaciones mencionadas están instaladas en zonas que cubran la mayor parte del cantón pero siempre y cuando posean cobertura de red móvil, para un fácil envío de datos y registro de los mismos. En la (*Figura 37*) se muestra como se encuentran ubicadas las 16 estaciones meteorológicas en el Cantón Cuenca.

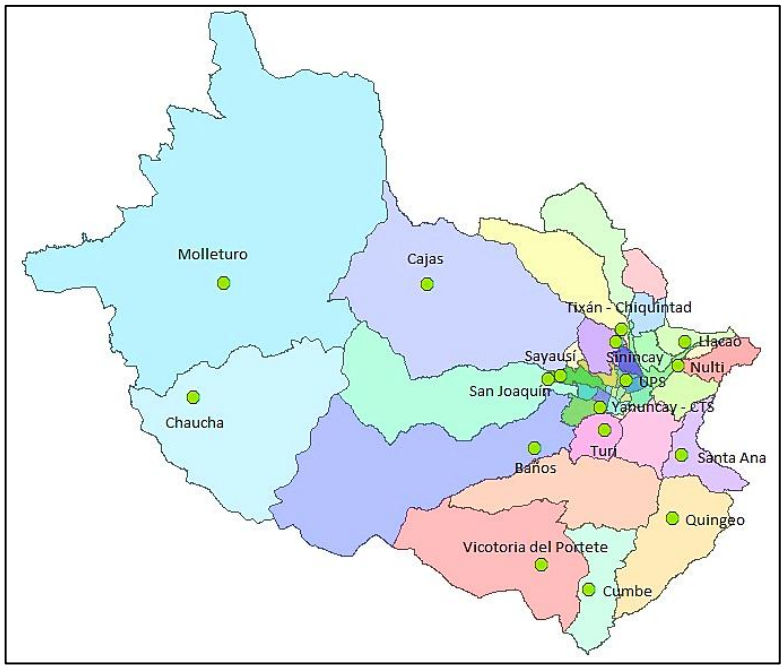


Figura 37: Ubicación de la 16 Estaciones Meteorológicas del INER.
Fuente: Autores, INER.

Para el estudio de los datos proporcionados por el INER, del período enero – diciembre del 2014, se procede a realizar una limpieza de datos, evitando los datos atípicos, mal medidos y/o registrados, etc., para poseer una base más sólida y confiable.

Como ya se ha revisado en los apartados anteriores, la radiación solar no es la misma en todas las horas de día, ni tampoco toda la radiación medida sirve para generar energía, para ello se utiliza el criterio de la heliofanía , que es la medida del brillo solar u horas sol/día que pueden generar energía eléctrica. Las HSP varían de acuerdo al sitio y a la época del año en que se encuentre, en el cantón Cuenca se tiene un promedio de 4 horas de sol al día. En la *Tabla 14*, se puede observar el comportamiento a lo largo del año de las horas/sol-día.

Como se dijo en Cuenca existe en promedio 4 horas/sol-día, lo cual determina el rango de radiación útil, es decir se debe tomar los valores de radiación desde las 10 hasta las 2 de tarde, como se puede observar en la (*Figura 38).*

Una vez determinadas las horas/sol-día se procede a sumar la radiación del día, para obtener la radiación en kW/m^2*día, para tener una estimación de la energía producida por un sistema fotovoltaico, luego de sacar la radiación diaria en (kW/m^2*día), se saca un promedio tanto mensual como anual de cada una de las estaciones.

Para poder efectuar lo anteriormente mencionado se empleó el software Microsoft Excel, en el mismo proporciona herramientas que ayudan a manejar grandes bases de datos y fórmulas, que minimizan y garantizan las operaciones que se ejecutan para poder sacar los diferentes promedios.

Utilizando la siguiente formula:

=SUMAR.SI.CONJUNTO(rango_suma , rango_criterios1, criterios1, [rango_criterios2, criterios2],...)

Permite realizar la suma de radiación solar diaria, agrupando los datos según el día que se requiera, en la (*Figura 39*) se puede observar un ejemplo de cómo se realizó el análisis de los datos de radiación solar diaria.

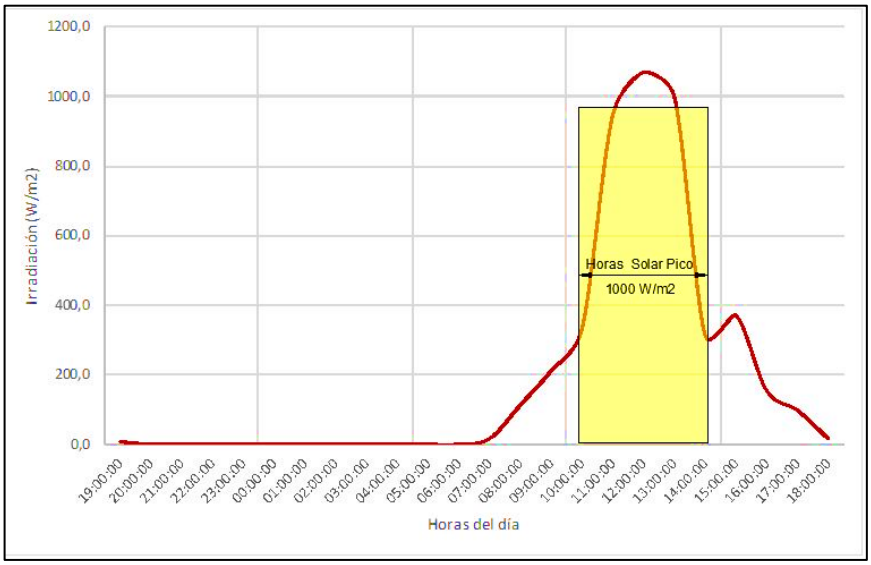
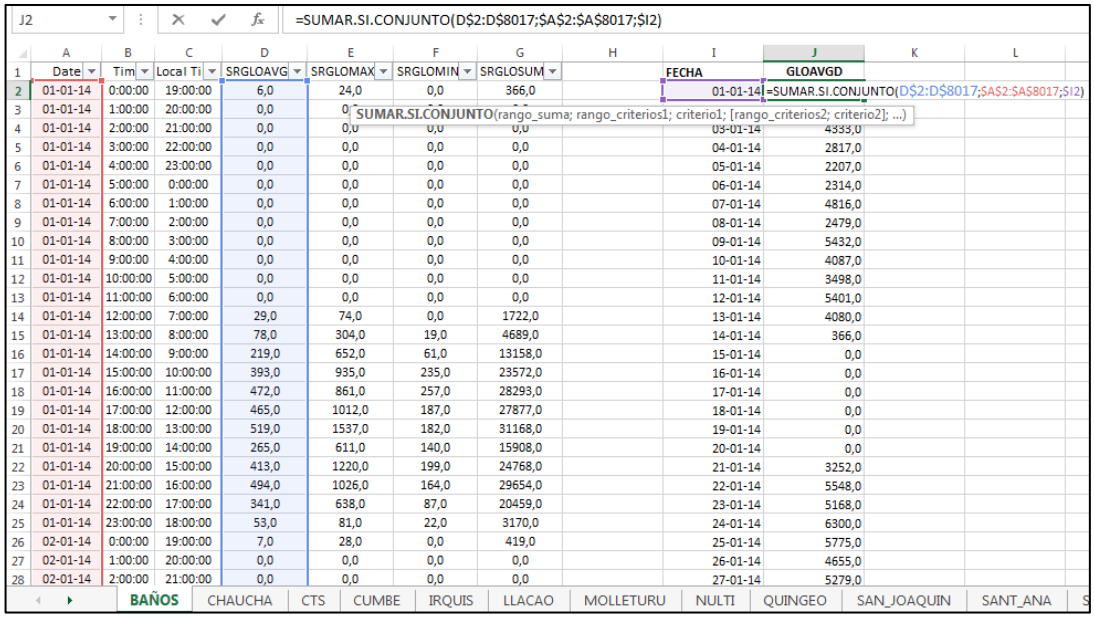


Figura 38: Horas solar pico de la estación meteorológica Baños.
Fuente: Autores, INER.



Date	Tim	Local Ti	SRGLOAVG	SRGLOMAX	SRGLOMIN	SRGLOSUM	FECHA	GLOAVGD
01-01-14	0:00:00	19:00:00	6,0	24,0	0,0	366,0	01-01-14	=SUMAR.SI.CONJUNTO(D$2:D$8017;$A$2:$A$8017;$I2)
01-01-14	1:00:00	20:00:00	0,0	0				
01-01-14	2:00:00	21:00:00	0,0	0,0	0,0		03-01-14	4333,0
01-01-14	3:00:00	22:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	04-01-14	2817,0
01-01-14	4:00:00	23:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	05-01-14	2207,0
01-01-14	5:00:00	0:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	06-01-14	2314,0
01-01-14	6:00:00	1:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	07-01-14	4816,0
01-01-14	7:00:00	2:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	08-01-14	2479,0
01-01-14	8:00:00	3:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	09-01-14	5432,0
01-01-14	9:00:00	4:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	10-01-14	4087,0
01-01-14	10:00:00	5:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	11-01-14	3498,0
01-01-14	11:00:00	6:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	12-01-14	5401,0
01-01-14	12:00:00	7:00:00	29,0	74,0	0,0	1722,0	13-01-14	4080,0
01-01-14	13:00:00	8:00:00	78,0	304,0	19,0	4689,0	14-01-14	366,0
01-01-14	14:00:00	9:00:00	219,0	652,0	61,0	13158,0	15-01-14	0,0
01-01-14	15:00:00	10:00:00	393,0	935,0	235,0	23572,0	16-01-14	0,0
01-01-14	16:00:00	11:00:00	472,0	861,0	257,0	28293,0	17-01-14	0,0
01-01-14	17:00:00	12:00:00	465,0	1012,0	187,0	27877,0	18-01-14	0,0
01-01-14	18:00:00	13:00:00	519,0	1537,0	182,0	31168,0	19-01-14	0,0
01-01-14	19:00:00	14:00:00	265,0	611,0	140,0	15908,0	20-01-14	0,0
01-01-14	20:00:00	15:00:00	413,0	1220,0	199,0	24768,0	21-01-14	3252,0
01-01-14	21:00:00	16:00:00	494,0	1026,0	164,0	29654,0	22-01-14	5548,0
01-01-14	22:00:00	17:00:00	341,0	638,0	87,0	20459,0	23-01-14	5168,0
01-01-14	23:00:00	18:00:00	53,0	81,0	22,0	3170,0	24-01-14	6300,0
02-01-14	0:00:00	19:00:00	7,0	28,0	0,0	419,0	25-01-14	5775,0
02-01-14	1:00:00	20:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	26-01-14	4655,0
02-01-14	2:00:00	21:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	27-01-14	5279,0

Figura 39: Análisis de datos en Excel.
Fuente: Autores.

Una vez obtenidos los resultados de la suma de radiación solar diaria, se procede a ingresar los datos en el software IBM SPSS Statistics 22, este último es un programa estadístico que permite analizar los datos diarios de cada estación y obtener un valor promedio de radiación solar mensual, de una forma rápida y eficiente.

Para realizar el análisis en dicho software se debe seguir los siguientes pasos:

1. Se debe pasar los datos de la suma de radiación solar diario al programa IBM SPSS Statistics 22.
2. Hacer clic en la pestaña ***Transformar*** y elegir la opción ***Asistente para fecha y hora***, ver (*Figura 40*).
3. En la nueva ventana emergente, se debe escoger la opción ***Extraer una parte de una variable de fecha u hora***, y hacer clic en ***siguiente***, ver (*Figura 41*)***.***
4. Se debe escoger la variable de Fecha, se da un clic en la ***unidad que se va a Extraer***, y dar clic en ***siguiente***, ver (*Figura 42).*
5. Se le asigna una etiqueta a la nueva variable y que otra para poder apreciar en el área de trabajo, una vez dado los nombres se da clic en ***siguiente***, ver (*Figura 43*)***.***
6. Se debe dar clic en la pestaña ***analizar y*** escoger la opción ***frecuencias***, ver (*Figura 44).*
7. Se abrirá un cuadro de diálogo, en el que aparecerá las variables que se introdujeron en el primer paso, ahí se debe escoger la variable que se necesita formar el análisis, para escoger que tipo de análisis se requiere, se debe hacer clic en la opción ***Estadísticos,*** y aparecerá un nuevo cuadro de diálogo, en él se marca la opción que se necesite y se da clic en ***Continuar*** y ***Aceptar***, ver (*Figura 45).*

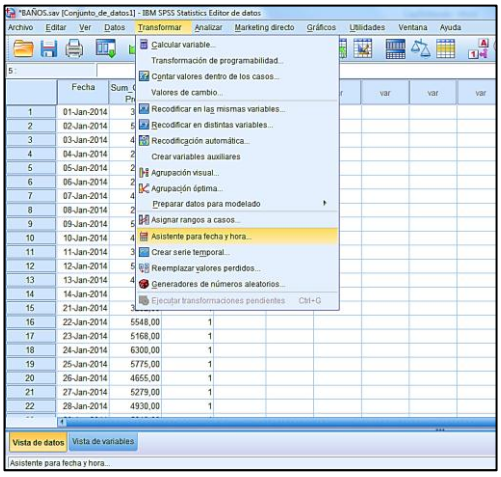


Figura 40: Paso 2 en IBM SPSS Statistics 22.

Figura 41: Paso 3 en IBM SPSS Statistics 22.

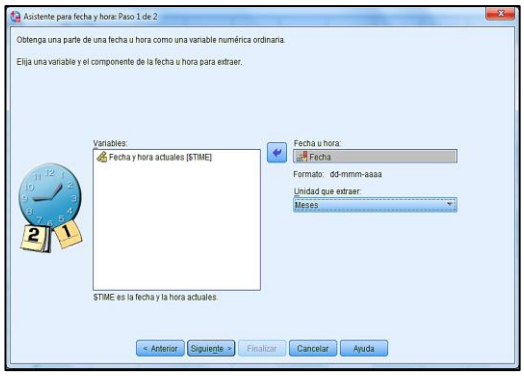


Figura 42: Paso 4 en IBM SPSS Statistics 22.

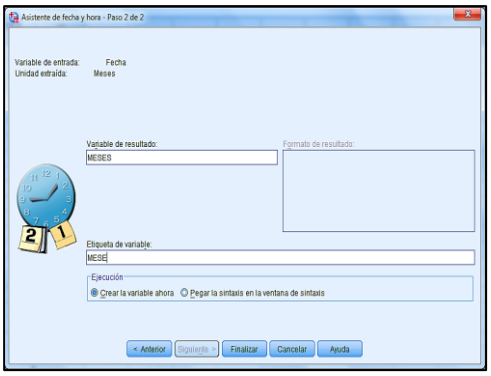


Figura 43: Paso 5 IBM SPSS Statistics 22.

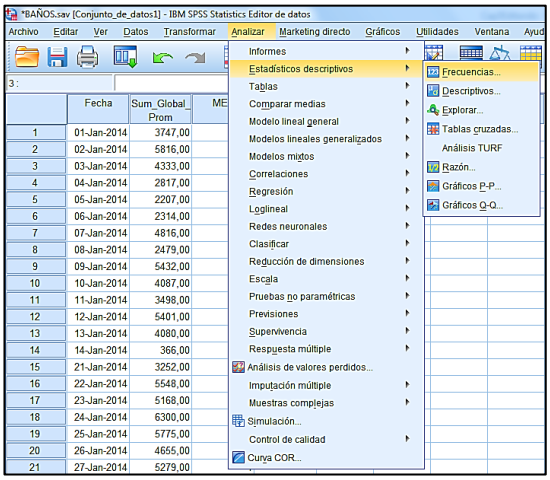


Figura 44: Paso 6 IBM SPSS Statistics 22.

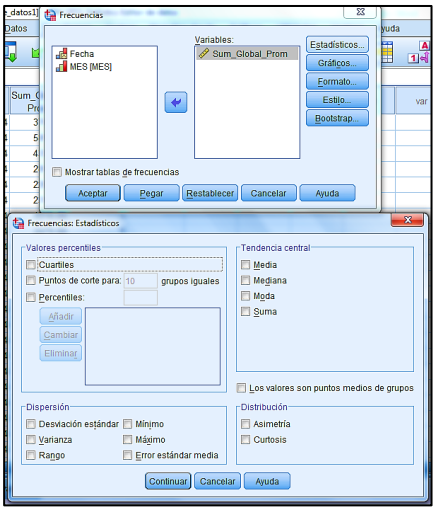


Figura 45: Paso 7 IBM SPSS Statistics 22.

Después de realizar el análisis de la base de datos de las 16 estaciones meteorológicas, con la ayuda de los 2 programas, a continuación en la *Tabla 17* se muestra los resultados de radiación solar obtenidos en Wh/m^2*día. De dicho análisis se obtuvo los valores promedios, máximos y mínimos mensuales que se puede llegar a obtener en los diferentes meses del año.

	ENERO			FEBRERO			MARZO		
Lugar	Prom.	Máx.	Min	Prom.	Máx.	Min	Prom.	Máx.	Min
BAÑOS	4259	6300	366	4250	6725	1873	3900	6634	1193
CHAUCHA	2827	4810	228	2732	4369	1615	2988	4349	1778
CTS	4844	6831	208	4827	6823	1882	4296	7149	7
CUMBE	4554	6382	2775	3803	5544	2319	3784	6230	1609
IRQUIS	4149	5933	410	3942	7705	2150	4028	6798	1905
LLACAO	4873	7682	323	5067	7462	2248	4443	7028	1892
MOLLETURO	4483	7524	2076	4224	6548	2276	3897	7279	1931
NULTI	4821	7092	2129	5202	7893	2203	4636	6964	2043
QUINGEO	4274	6498	2749	4001	6375	2176	3968	6582	2075
SAN JOAQUÍN	4366	6859	2221	4301	6747	1769	3996	6983	1376

SANTA ANA	4026	6350	680	3921	6036	1886	3633	5906	1940
SAYAUSÍ	4354	6692	2249	4380	6956	1862	4033	7347	1745
SININCAY	4550	6208	2450	4438	6402	2223	4272	7027	2133
TIXÁN	4486	6407	2342	4545	6540	2174	4103	7146	2056
TURI	4489	6644	2342	4336	6260	1837	3959	6588	1624
UPS	5119	6915	2649	5208	7863	1939	4486	6532	2048

Continuación

	ABRIL			**MAYO**			**JUNIO**		
Lugar	Prom.	Máx.	Min	Prom.	Máx.	Min	Prom.	Máx.	Min
BAÑOS	3669	6321	2166	3648	5020	1992	2869	4525	1548
CHAUCHA	3048	5563	1871	3045	4671	1696	3759	6013	1801
CTS	3837	6020	2356	4164	6008	2566	3440	4970	1824
CUMBE	3815	6967	1792	3882	5953	2200	3302	5575	1433
IRQUIS	3821	6557	1858	3859	5403	2258	3277	4966	1782
LLACAO	4131	5985	2781	4390	6400	2543	3546	5377	2144
MOLLETURO	5035	8349	2954	3592	8165	1985	5152	7309	2897
NULTI	4573	7035	3120	4713	7120	2953	3835	5265	2277
QUINGEO	3985	5969	2323	4057	6154	2304	3374	5216	2165
SAN JOAQUÍN	3906	6311	1997	4181	6225	2160	3149	5649	1491
SANTA ANA	3704	6228	2474	3937	5910	2174	3170	4729	1939
SAYAUSÍ	3946	6213	2050	4019	6122	2207	3259	5663	1518
SININCAY	4084	5846	2416	4386	6304	2490	3469	5155	1877
TIXÁN	3761	5715	2319	4033	5885	2372	3209	5265	1664
TURI	3634	5973	2615	3824	5088	2352	2965	4486	1748
UPS	4327	7365	2375	4444	6929	2425	3761	5582	1889

Continuación

	JULIO			**AGOSTO**			**SEPTIEMBRE**		
Lugar	Prom.	Máx.	Min	Prom.	Máx.	Min	Prom.	Máx.	Min
BAÑOS	3130	5939	1712	3173	7577	1685	4257	7465	1887
CHAUCHA	4887	7058	1620	5078	7543	1762	6050	8085	2412
CTS	3777	6193	2011	3337	7397	1424	4403	7547	2527
CUMBE	4121	7284	2697	3556	7837	1127	4442	7668	2017
IRQUIS	3785	6480	2348	3545	7748	1744	4511	7369	2833
LLACAO	4194	6505	2760	3867	7683	1498	4859	7650	2719
MOLLETURO	6545	7589	2908	5913	8205	3321	6442	8558	2277
NULTI	4414	6442	2933	4217	7867	1582	5152	8324	2920
QUINGEO	4056	6849	2198	3924	7589	1909	4625	7792	2635
SAN JOAQUÍN	3511	6658	1550	3208	7481	1064	4146	7449	2101
SANTA ANA	3869	7135	2550	3567	7583	1555	4255	6872	2238
SAYAUSÍ	3597	6377	1868	3435	7572	1205	4265	7512	2244
SININCAY	3933	6603	2208	3706	7792	980	4640	7903	2521
TIXÁN	3642	6220	1943	3435	7288	891	4499	7861	2395
TURI	3303	5881	2029	3520	7676	1714	4357	7411	1983
UPS	4183	6409	1951	3773	5968	1599	4916	7957	2319

Continuación

	OCTUBRE			NOVIEMBRE			DICIEMBRE		
Lugar	Prom.	Máx.	Min	Prom.	Máx.	Min	Prom.	Máx.	Min
BAÑOS	3854	7146	1429	4759	7640	2197	4306	7393	1813
CHAUCHA	5123	7880	2404	5694	7847	2773	5408	7864	2589
CTS	3992	6885	1816	5067	7968	2284	4530	7427	2050
CUMBE	4366	8084	2053	4973	8311	2166	4670	8198	2110
IRQUIS	4472	8070	2303	5151	8131	2453	4811	8101	2378
LLACAO	4394	6843	2221	5434	7839	2884	4914	7341	2553
MOLLETURO	5170	8582	2101	5370	8211	2176	5270	8397	2139
NULTI	4396	6917	1983	5478	8092	2738	4937	7505	2361
QUINGEO	4128	7683	2423	4751	7678	2177	4440	7681	2300
SAN JOAQUÍN	3916	6929	1719	4830	7332	2581	4373	7131	2150
SANTA ANA	3869	6704	1846	4583	7477	2017	4226	7091	1932
SAYAUSÍ	3883	6729	1651	4845	7164	2583	4364	6947	2117
SININCAY	4054	6194	1618	4989	7209	2795	4522	6702	2207
TIXÁN	4097	6814	1542	4848	7492	2953	4472	7153	2248
TURI	4182	7411	1787	5124	7786	2167	4653	7599	1977
UPS	4182	6838	1902	5336	7900	2660	4759	7369	2281

Tabla 17. Radiación solar mensual en la ciudad de Cuenca en Wh/m^2*día.
Fuente: Autores, INER.

En la *Tabla 18* se realiza un resumen de lo valores promedios de radiación mensual obtenida de la *Tabla 17*.

Lugar	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
BAÑOS	4259	4250	3900	3669	3648	2869
CHAUCHA	2827	2732	2988	3048	3045	3759
CTS	4844	4827	4296	3837	4164	3440
CUMBE	4554	3803	3784	3815	3882	3302
IRQUIS	4149	3942	4028	3821	3859	3277
LLACAO	4873	5067	4443	4131	4390	3546
MOLLETURO	4483	4224	3897	5035	3592	5152
NULTI	4821	5202	4636	4573	4713	3835
QUINGEO	4274	4001	3968	3985	4057	3374
SAN JOAQUÍN	4366	4301	3996	3906	4181	3149
SANTA ANA	4026	3921	3633	3704	3937	3170
SAYAUSÍ	4354	4380	4033	3946	4019	3259
SININCAY	4550	4438	4272	4084	4386	3469
TIXÁN	4486	4545	4103	3761	4033	3209
TURI	4489	4336	3959	3634	3824	2965
UPS	5119	5208	4486	4327	4444	3761

Continuación

Lugar	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
BAÑOS	3130	3173	4257	3854	4759	4306
CHAUCHA	4887	5078	6050	5123	5694	5408
CTS	3777	3337	4403	3992	5067	4530
CUMBE	4121	3556	4442	4366	4973	4670

IRQUIS	3785	3545	4511	4472	5151	4811
LLACAO	4194	3867	4859	4394	5434	4914
MOLLETURO	6545	5913	6442	5170	5370	5270
NULTI	4414	4217	5152	4396	5478	4937
QUINGEO	4056	3924	4625	4128	4751	4440
SAN JOAQUÍN	3511	3208	4146	3916	4830	4373
SANTA ANA	3869	3567	4255	3869	4583	4226
SAYAUSÍ	3597	3435	4265	3883	4845	4364
SININCAY	3933	3706	4640	4054	4989	4522
TIXÁN	3642	3435	4499	4097	4848	4472
TURI	3303	3520	4357	4182	5124	4653
UPS	4183	3773	4916	4182	5336	4759

Tabla 18: Radiación solar promedio mensual de la ciudad de Cuenca en Wh/m^2*día.
Fuente: Autores, INER.

Como se puede apreciar, los valores de radiación solar obtenidos del análisis de datos de las estaciones meteorológicas tienen gran similitud con respecto a los valores proporcionados por el CONELEC.

A continuación se presenta los gráficos de barras del comportamiento mensual de las 16 estaciones meteorológicas, estos gráficos servirán por poder observar en que mes hay la máxima y mínima radiación mensual, estos valores serán utilizados para realizar el diseño del sistema fotovoltaico.

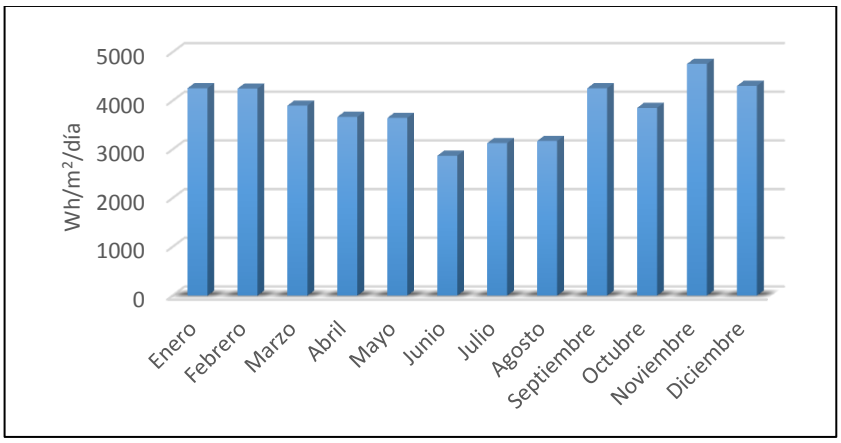


Figura 46: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Baños.
Fuente: Propia de los autores.

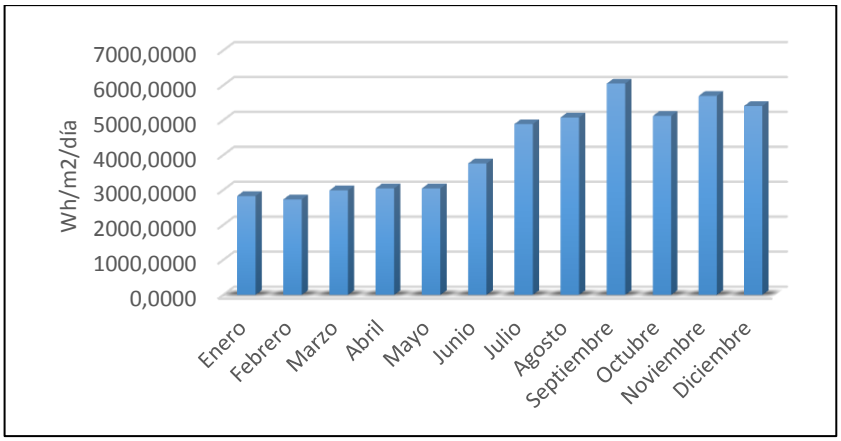


Figura 47: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Chaucha
Fuente: Propia de los autores.

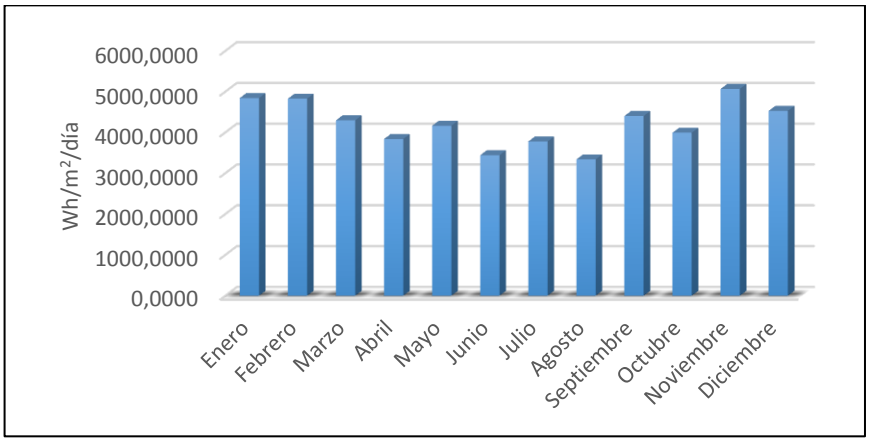


Figura 48: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica CTS.
Fuente: Propia de los autores.

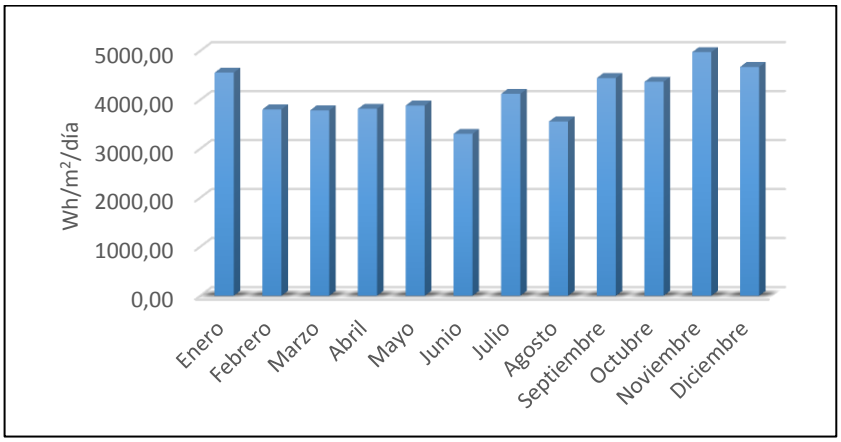


Figura 49: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Cumbe.
Fuente: Propia de los autores.

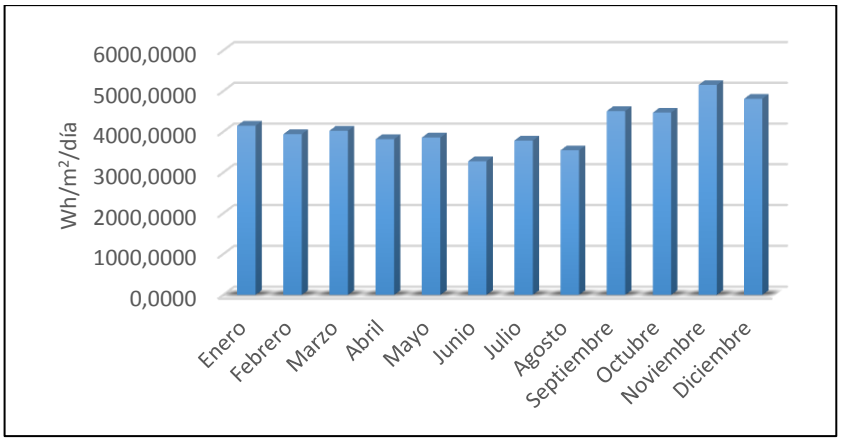


Figura 50: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Irquis.
Fuente: Propia de los autores.

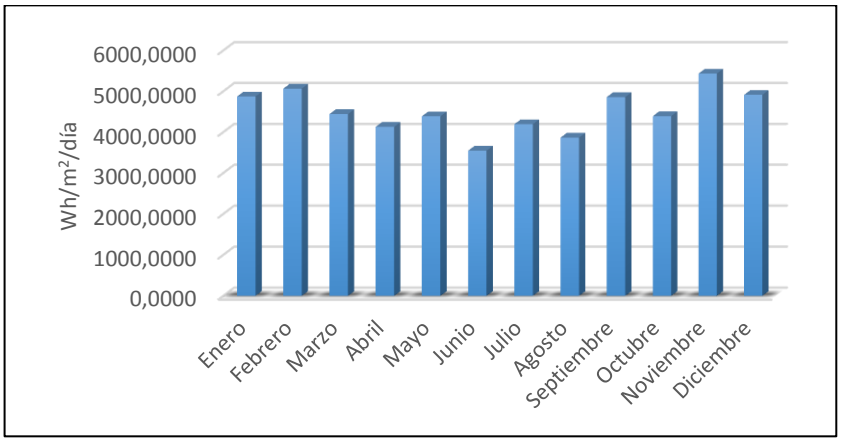


Figura 51: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Llacao.
Fuente: Propia de los autores.

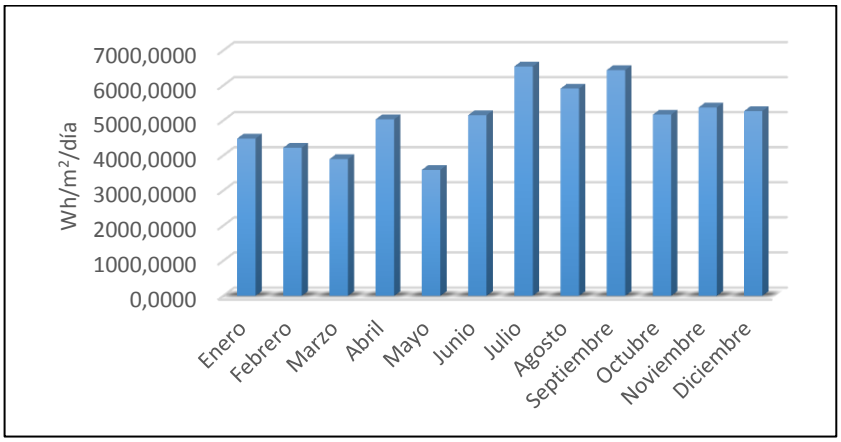


Figura 52: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Molleturo.
Fuente: Propia de los autores.

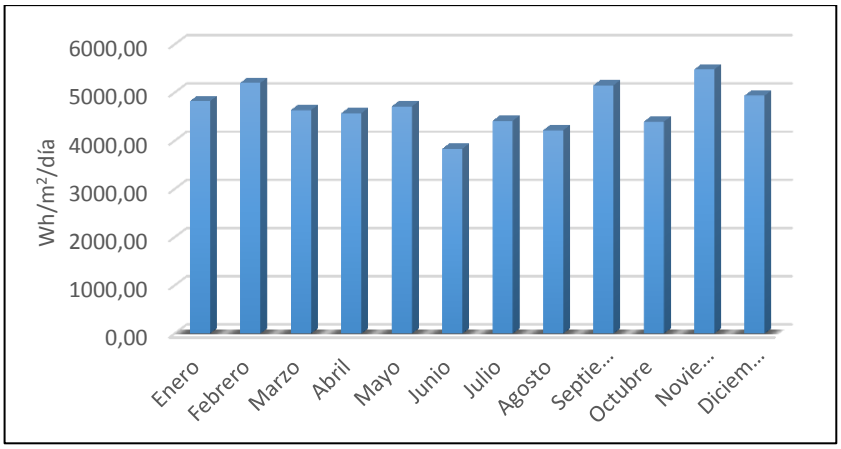


Figura 53: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Nulti.
Fuente: Propia de los autores.

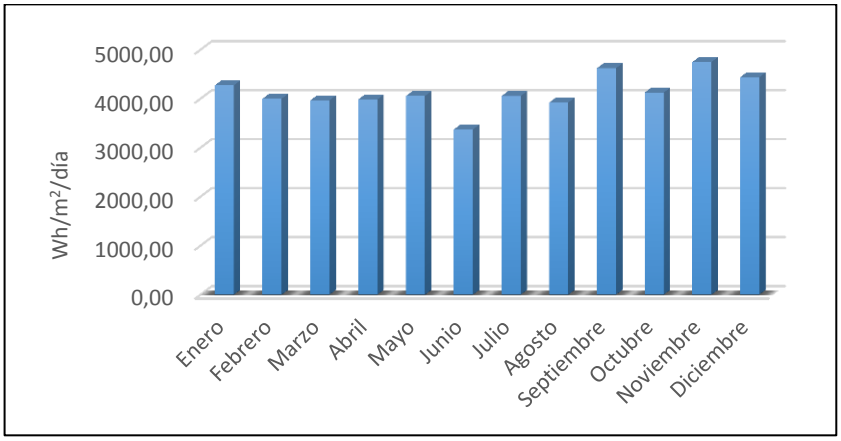


Figura 54: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Quingeo.
Fuente: Propia de los autores.

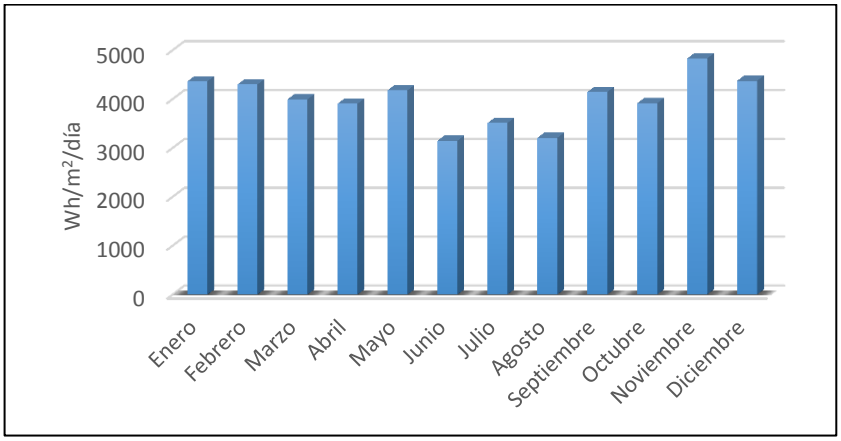


Figura 55: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica San Joaquín.
Fuente: Propia de los autores.

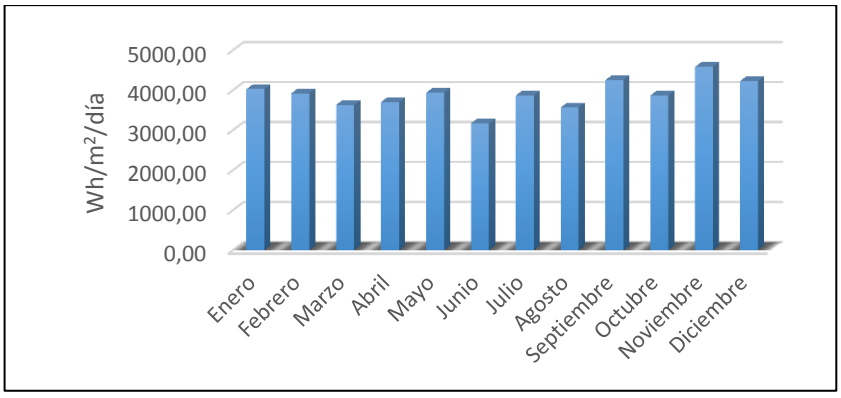


Figura 56: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Santa Ana.
Fuente: Propia de los autores.

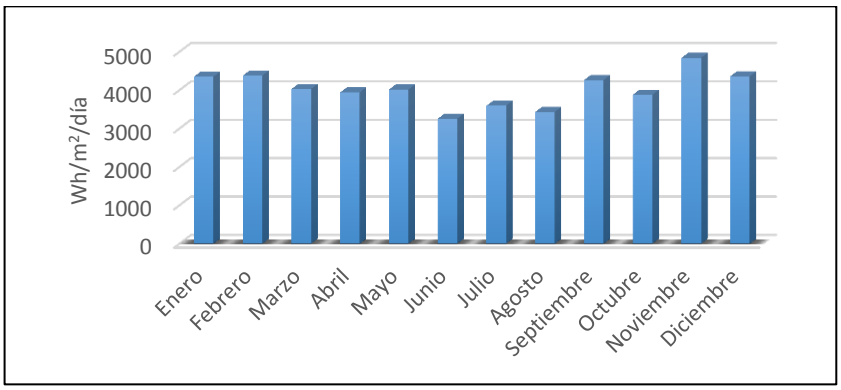


Figura 57: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Sayausí.
Fuente: Propia de los autores.

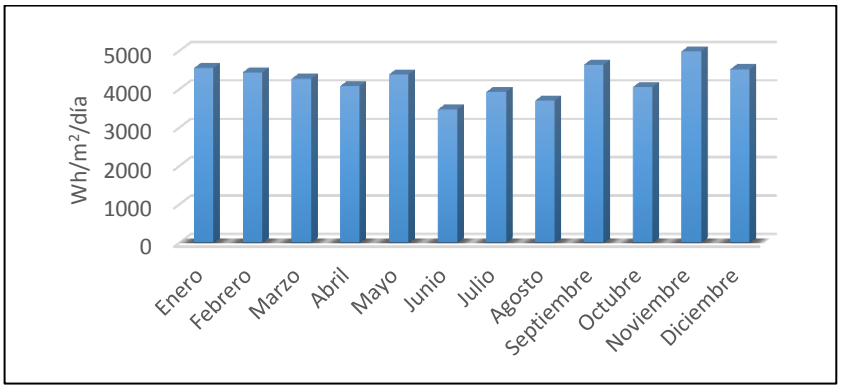


Figura 58: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Sinincay.
Fuente: Propia de los autores.

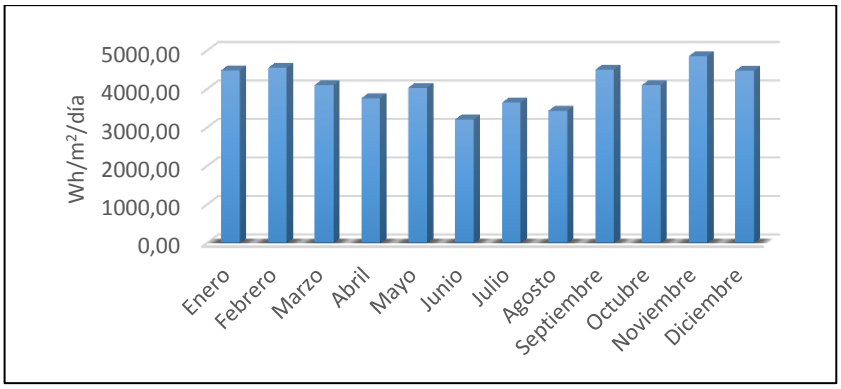


Figura 59: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Tixan.
Fuente: Propia de los autores.

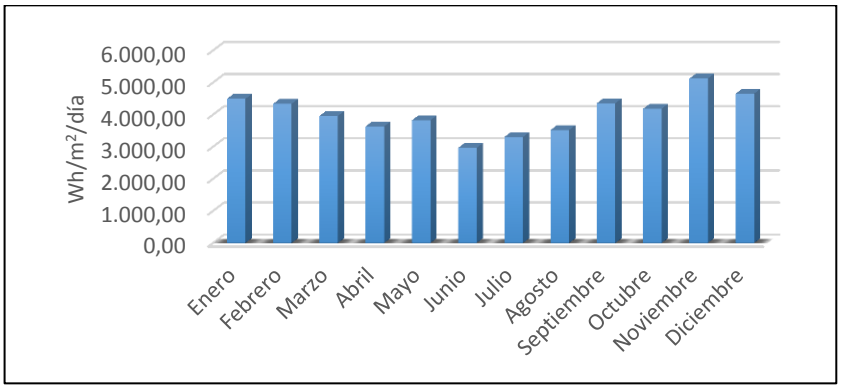


Figura 60: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica Turi.
Fuente: Propia de los autores.

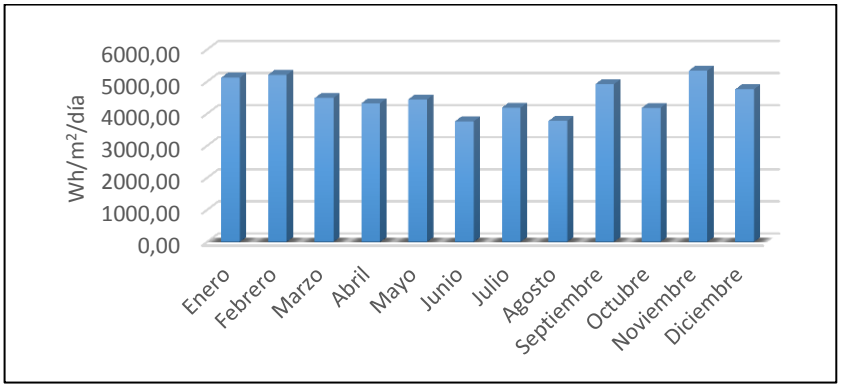


Figura 61: Comportamiento mensual de radiación solar de la estación meteorológica UPS.
Fuente: Propia de los autores.

Para una mejor apreciación de los datos de radiación solar y sus horas/sol-día, de las diferentes estaciones meteorológicas, se presenta las siguientes curvas, que representan las curvas de radiación diaria anual promedio del cantón Cuenca.

Todas las gráficas fueron realizadas en el software Microsoft Excel por los autores.

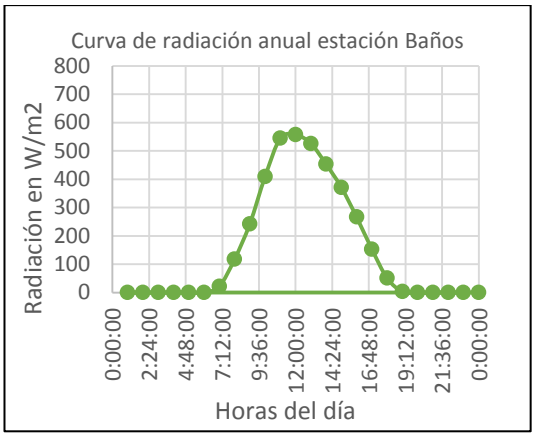


Figura 62: Curva radiación anual Baños.

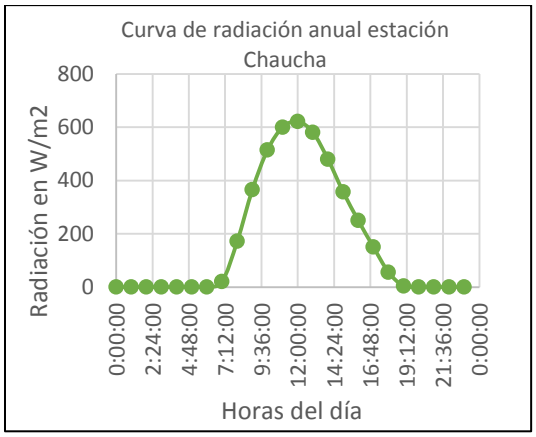


Figura 63: Curva radiación anual Chaucha.

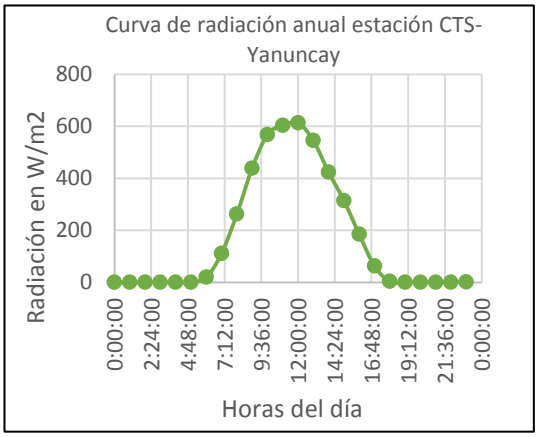


Figura 64: Curva radiación anual CTS – Yanuncay.

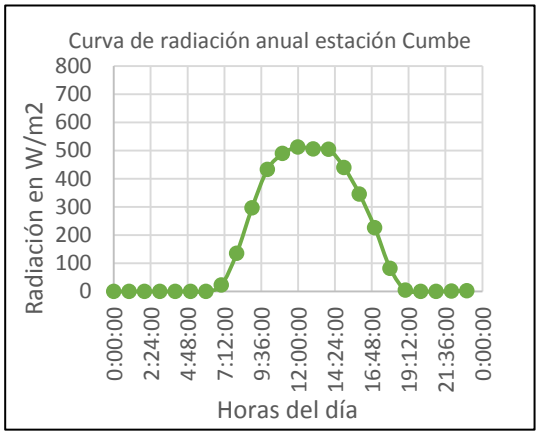


Figura 65: Curva radiación anual Cumbe.

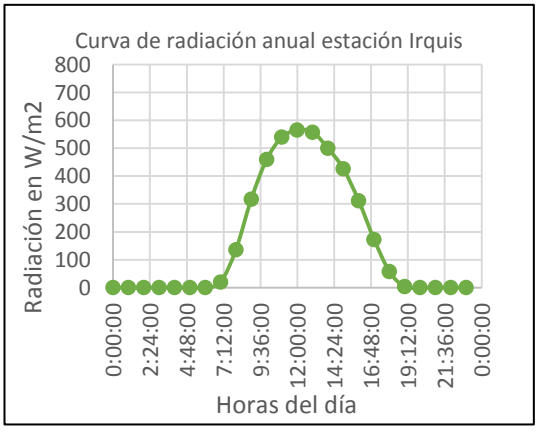


Figura 66: Curva radiación anual Irquis.

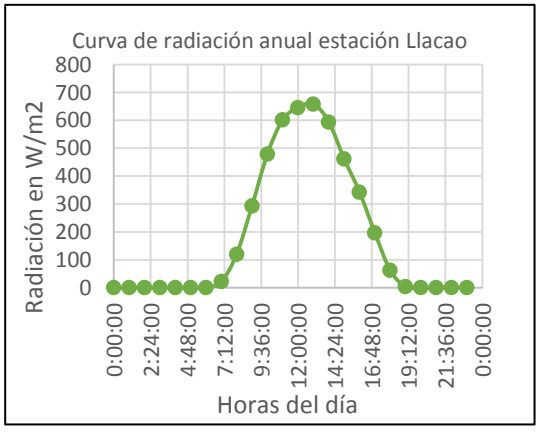


Figura 67: Curva radiación anual Llacao.

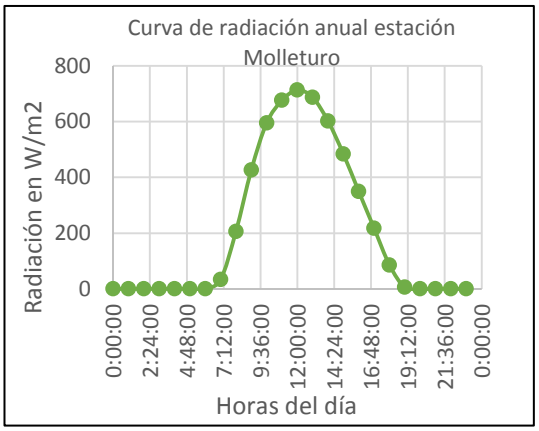


Figura 68: Curva radiación anual Molleturo**.**

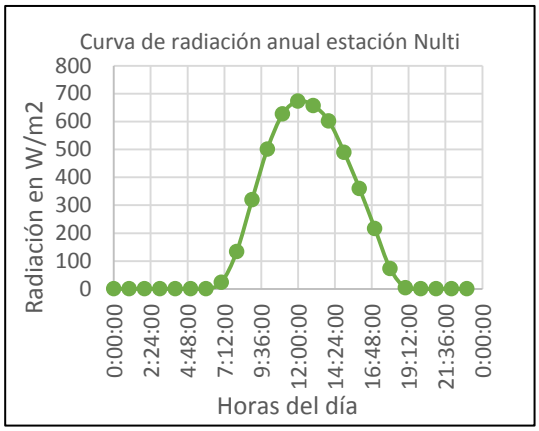


Figura 69: Curva radiación anual Nulti.

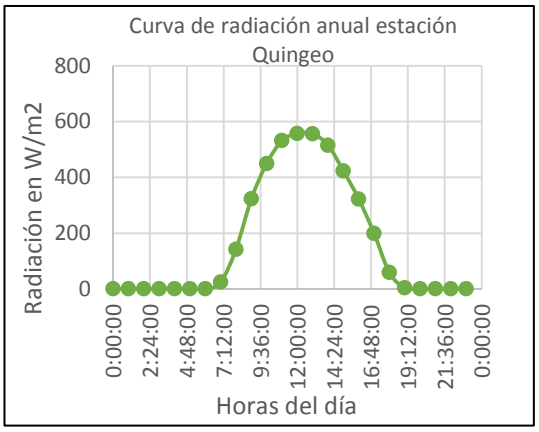


Figura 70: Curva radiación anual Quingeo.

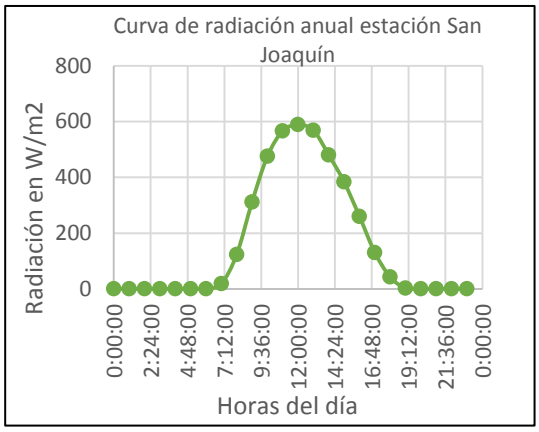


Figura 71: Curva radiación anual San Joaquín

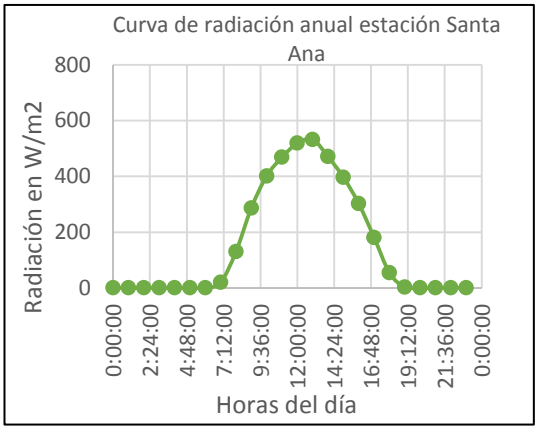


Figura 72: Curva radiación anual Santa Ana.

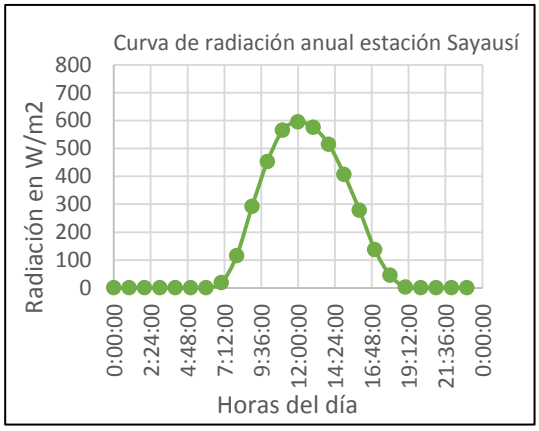


Figura 73: Curva radiación anual Sayausí.

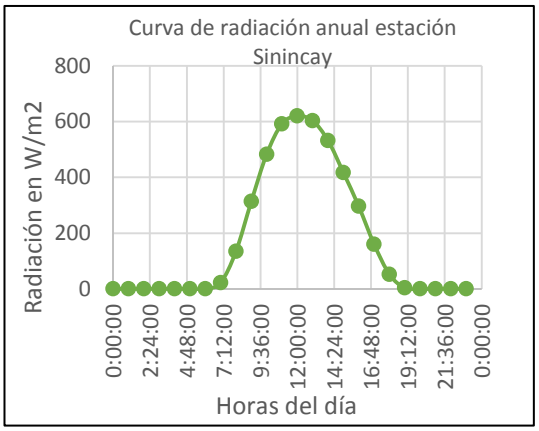


Figura 74: Curva radiación anual Sinincay.

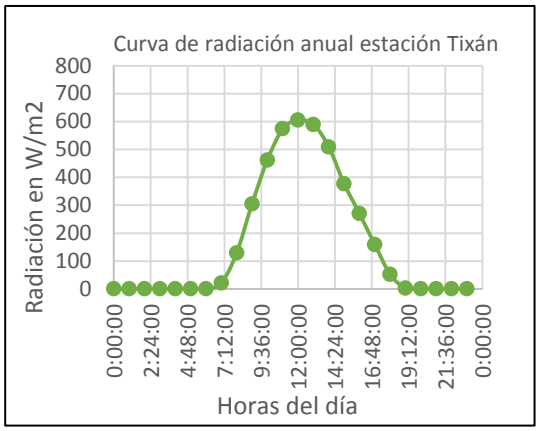


Figura 75: Curva radiación anual Tixán.

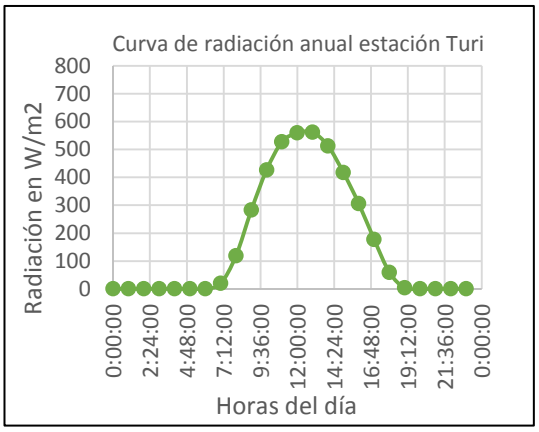


Figura 76: Curva radiación anual Turi.

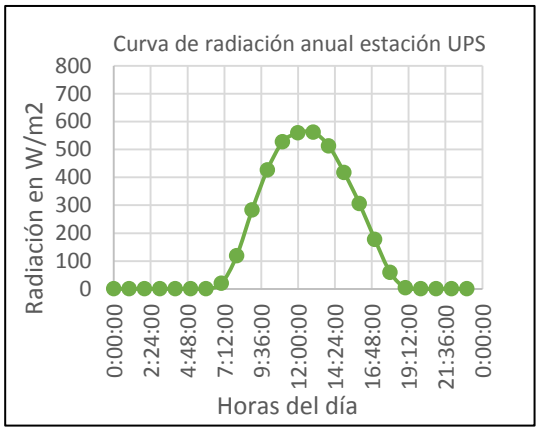


Figura 77: Curva radiación anual UPS.

3.4 INTEGRACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Una de las grandes ventajas de los sistemas fotovoltaicos con respecto a otros sistemas de generación eléctrica, es que se puede utilizar los espacios ya ocupados por los edificios u otras construcciones, se puede integrar con facilidad encima de superficies construidas o puede ser empleado como un elemento de construcción.

Los módulos fotovoltaicos han pasado de ser sólo equipos generadores a ser al mismo tiempo elementos constructivos capaz de sustituir elementos tradicionales como son las fachadas, muros, tejados, etc. Para cumplir las siguientes funciones:

- Protección de los cambios climáticos como lluvia, viento, temperaturas extremas, etc.
- Filtro de luz solar.

- Filtro de ruidos exteriores.
- Filtro de radiaciones electromagnéticas, etc.

3.4.1 Nuevas tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica

Hoy en día con los avances tecnológicos las instalaciones fotovoltaicas se han ido desarrollando, con el fin de obtener mayor eficiencia, reduciendo el coste y aportando a la disminución del impacto medioambiental que producen las actuales instalaciones solares.

3.4.1.1 Módulos solares con forma de tejas

Producir módulos que parecen tejas para la construcción de tejados y al mismo tiempo producir electricidad para las viviendas, es una tecnología nueva. Las empresas están desarrollando unos módulos solares que tienen un parecido a las tejas de techo convencionales, el tamaño y la fisonomía son las de las clásicas, permitiendo mantener la estética de una vivienda.

Tienen una eficiencia entre 8 y 10 por ciento, las tejas solares pueden generar un pico de 500 vatios por cada cien pies cuadrados algo más de 9 m^2, con una media anual de 6 horas de luz solar al día. Estas tejas solares de silicio monocristalino permiten instalar desde potencias mínimas de 6 Wp que sería una teja hasta más de 15 kWp (Dirección General de Industria & Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda, 2009).

Figura 78: Integración fotovoltaica en viviendas
Fuente:(SRS Energy, 2009).

3.4.2 Posibilidades de Integración en viviendas

Existen diversas formas de situar los módulos fotovoltaicos sobre viviendas, con funciones diversas además de la estrictamente energética:

- Tejado fotovoltaico: sirve para impermeabilización sustituyendo el acabado final.
- Fachada: Los módulos solares pueden recubrir totalmente la fachada.
- Porches y voladizos.
- Lamas de sombreado: situadas por encima de las ventanas, evitando la entrada de radiación directa en verano.

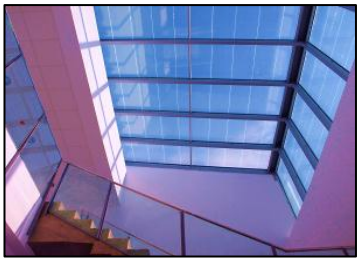
Los fabricantes de los paneles fotovoltaicos han empezado a diseñar varios modelos de módulos y células para satisfacer las necesidades arquitectónicas de los usuarios, motivo por el cual se han desarrollado modelos con variantes de tonos. Colores y formas de células, así como sistemas de fijación que permiten que los módulos se adapten y den soluciones o mejoras estéticas. (Dirección General de Industria & Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda, 2009)

En la (*Figura 79)* tenemos algunos ejemplos de las diversas formas arquitectónicas en las que se puede aplicar los módulos fotovoltaicos.

a) Elementos sobrepuestos en tejados.

b) Elementos para fachadas.

c) Vidrios fotovoltaicos.



d) Techo fotovoltaico semitransparente

Figura 79: Integración fotovoltaica en viviendas
Fuente: (Onyx Solar, 2014), (Arq. Guillermo Tovar, 2012), ("Vidrios fotovoltaicos VidurSolar®," 2014).

3.4.3 Integración de módulos fotovoltaicos en tejados

3.4.3.1 Tejados Inclinados o cubierta inclinada

Los tejados inclinados son una solución constructiva muy antigua para facilitar la evacuación de agua. Está pendiente de los tejados se puede aprovechar para la ubicación del sistema fotovoltaico, siempre y cuando esté orientada con un ángulo razonable hacia el sur.

Las plantas solares de este tipo por lo general se realizan sobre los tejados, además se puede instalar la máxima potencia pico en módulos fotovoltaicos por m^2, debido a que no es necesario tener en cuenta el área de sombras de una fila de módulos en la siguiente. (Dirección General de Industria & Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda, 2009)

Figura 80: Tejado inclinado.
Fuente: (CONERGY, 2008).

Hay dos posibles soluciones para la ubicación en tejados inclinados, la primera es colocar una estructura encima de la cubierta, como se puede observar en la (*Figura 80*), o la segunda que es integrar al mismo nivel del techo. (Dirección General de Industria & Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda, 2009)

3.4.3.2 Tejados planos o cubiertas planas

Otra forma de ubicar los módulos fotovoltaicos es sobre las cubiertas planas o naves industriales con una mínima pendiente. Está instalación se hace mediante una estructura que levanta los módulos fotovoltaicos, normalmente entre 20º y 30º, para conseguir la máxima producción energética. Si una nave industrial está orientada al oeste – este se puede usar el mismo sistema de soporte, pero hay que tener en cuenta el espacio entre fila y fila de los módulos para evitar que se den sombra entre ellos.

(Dirección General de Industria & Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda, 2009)

Figura 81: Sistemas Fotovoltaicos en cubiertas planas.
Fuente: (CONERGY, 2008).

3.4.3.3 Marquesina o porche, parasoles y garajes

Una ubicación más sencilla de una instalación fotovoltaica en fachada es una marquesina o porche y los parasoles, con una estructura de unos triángulos y perfiles en horizontal que contienen los módulos fotovoltaicos. Este sistema de soporte orienta e inclina los módulos en una posición más favorable hacia el sol. Además produce sombra que puede ser útil en los meses de verano en el caso de que exista una terraza por debajo.

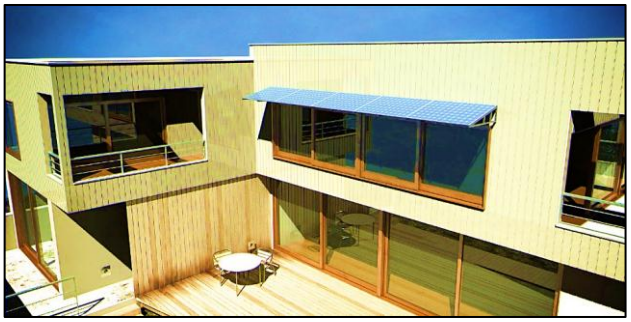


Figura 82: Sistemas Fotovoltaicos en porches.
Fuente: (CONERGY, 2008).

Otro espacio que se puede aprovechar es el área de los garajes, ubicando los módulos fotovoltaicos formando un techo para los vehículos, de esta manera se produce energía eléctrica y a la vez que se produce sombra para cubrir y proteger a los vehículos de los daños que produce el sol. (Dirección General de Industria & Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda, 2009)

Figura 83: Instalación Sistemas Fotovoltaicos en garajes.
Fuente: (CONERGY, 2008).

La ubicación de los sistemas fotovoltaicos sobre los tejados de las viviendas es lo más usual, ya que se tienen condiciones más favorables que en las fachadas.

- No interfiere en el plan arquitectónico de las viviendas y en el aspecto final.
- La orientación del techo inclinado no es tan determinante a pequeñas inclinaciones como en el caso de las fachadas.
- Los módulos fotovoltaicos se puede incorporar al sistema de impermeabilización existente o en algunos casos sustituirlo.
- En una nueva construcción se ofrece posibilidades constructivas interesantes como:
    - Tejados semitransparentes para crear lumbreras.
    - Tejados semitransparentes para invernaderos adosados en viviendas.
    - Tejados inclinados formados totalmente por placas fotovoltaicas.
    - Tejados inclinados con tejas fotovoltaicas.

Figura 84: Tejas fotovoltaicas para viviendas.
Fuente: (SRS Energy, 2014).

Para integrar sistemas fotovoltaicos sobre tejados, se debe tener en cuenta los siguientes criterios:

3.4.3.3.1 Consideraciones estructurales

La sobrecarga en el techo debido a los módulos fotovoltaicos es muy pequeña pero hay que tenerla en cuenta, dependiendo del sistema utilizado como sistema de fijación, el peso que se podría aumentar con el sistema fotovoltaico estará en torno a 30Kg/m^2. (Dirección General de Industria & Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda, 2009)

3.4.3.3.2 Sistema de fijación

Si los módulos fotovoltaicos van sobrepuestos sobre el tejado existente, integradas o sustituyen a las tejas u otro elemento de impermeabilización, hay que tener en cuenta que estas tengan una correcta ventilación que impida el estancamiento de aire caliente bajo los módulos. Un excesivo sobrecalentamiento de estás reduciría fácilmente su eficiencia en un 10%. (Dirección General de Industria & Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda, 2009)

3.5 DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA DE VIVIENDAS DEL SECTOR URBANO Y RURAL DEL CANTÓN CUENCA

Un sistema fotovoltaico residencial está directamente relacionado con el área disponible de las viviendas, por ende para analizar dicha área tanto de las residencias del sector urbano como rural, se necesita sacar una muestra de esta población, con el fin de realizar un análisis de mejor manera para todos los elementos de este universo, y poder llegar a una conclusión general que les abarque y represente.

Se utilizará el principio de estadística descriptiva y las técnicas de muestreo estratificado.

3.5.1 Muestreo Aleatorio Estratificado

El muestreo aleatorio estratificado permite dividir la población en dos o más estratos o subgrupos, en razón de alguna característica común, siendo mutuamente excluyentes.

Para realizar este tipo de muestreo se escoge una muestra al azar en cada estrato, manteniendo las proporciones observadas en la población de referencia. Así,

por ejemplo, la estratificación según sexo, con una posterior elección de una muestra de varones y otra muestra de mujeres.

Con el muestreo estratificado se obtienen estimaciones más precisas de los parámetros poblacionales que los otros tipos de muestreos aleatorios.

- **Proporcional:** al número de individuos que hay en los grupos de los estratos elegidos le corresponde una proporción exacta en la muestra.
- **Simple:** a cada estrato le corresponde un número igual de individuos.
- **Óptimo:** tiene poca aplicación.

3.5.2 Elección de la muestra de viviendas del sector urbano y rural

Para la elección de las viviendas se va a utilizar el muestreo aleatorio estratificado, éste muestro permitirá escoger las viviendas tanto del sector urbano como el rural, estos dos sectores serán nuestro dos estratos de los cuales se elegirán la muestra.

Las viviendas de la ciudad de Cuenca del sector residencial cumplen con los requisitos para este muestreo, debido a que el sesgo común no varía con gran magnitud entre dato y dato, lo anteriormente dicho se corrobora con la base de datos proporcionada por el INEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos), realizando un promedio de los tipos de vivienda en el cantón Cuenca, se puede observar que el mayor porcentaje de viviendas son tipo casa/villa (con techo en sus acabados), con presencia de edificios en la zona urbana y con mediaguas en el sector rural.

A continuación en la *Tabla 4* se presenta los diferentes tipos de viviendas que existen en el sector rural del cantón Cuenca, con su respectivo porcentaje de incidencia y el número de casos presentes, así mismo en la *(Figura 85*) se puede observar el gráfico de barras y frecuencias, teniendo como conclusión que en el sector rural, la mayor cantidad de viviendas son de tipo casa/villa.

Tipo de vivienda	Casos	%
Casa/Villa	2652,57	80,31%
Departamento en casa o edificio	40,43	0,94%
Cuarto(s) en casa de inquilinato	42,41	1,00%
Mediagua	326,67	9,93%
Rancho	85,48	3,36%

Covacha	80,19	2,69%
Choza	42,86	1,45%
Otra vivienda particular	14,67	0,48%
Total	3285,27	100,00%

Tabla 19: Porcentajes de tipos de viviendas que existen en el sector rural.
Fuente: Elaboración propia en base a la información del INEC.

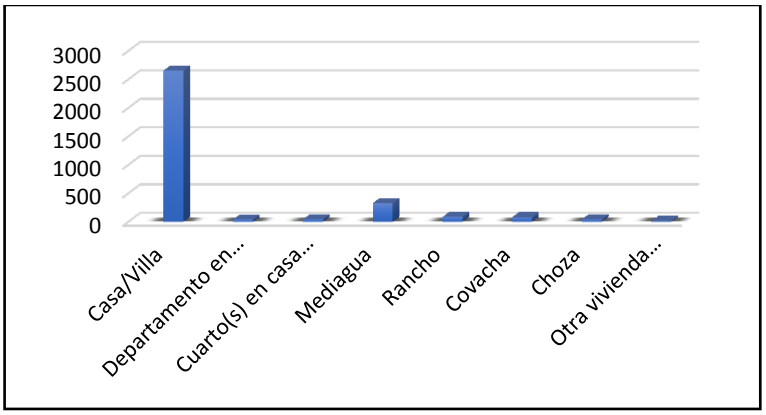


Figura 85: Tipos de viviendas en el sector rural
Fuente: Propia de los Autores.

En la *Tabla 20* se muestra los tipos de viviendas que existen en el sector urbano con su respectivo porcentaje de incidencia, así mismo en la *(Figura 90)* al igual que en el sector rural, muestra que la mayor cantidad de viviendas son de tipo casa/villa.

Tipo de vivienda	Casos	%
Casa/Villa	4482,81	61,85%
Departamento en casa o edificio	1329,06	20,54%
Cuarto(s) en casa de inquilinato	0,10	10,00%
Mediagua	0,06	6,00%
Rancho	0,01	1,00%
Covacha	29,62	0,36%
Choza	7,88	0,11%
Otra vivienda particular	26,38	0,37%
Total	**5875,91**	**100,24%**

Tabla 20: Porcentajes de tipos de viviendas que existen en el sector urbano
Fuente: Elaboración propia en base a la información del INEC

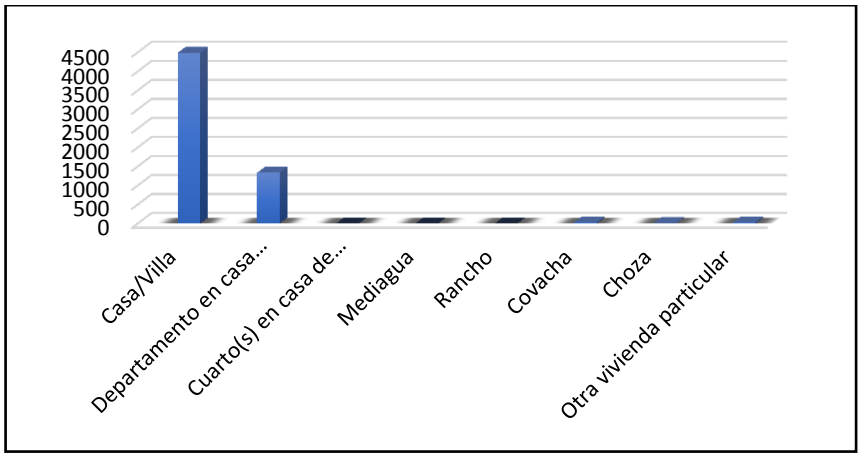


Figura 86: Tipos de viviendas del sector urbano.
Fuente: Propia de los Autores.

Una vez determinado el sesgo de la muestra de viviendas del cantón Cuenca, tanto en el sector urbano y rural, determinándose que son de tipo casa/villa, se procede a escoger la muestra, empleando el método de muestreo aleatorio estratificado.

Para tomar la muestra de tal forma que todos los elementos que componen la población tengan la misma oportunidad de ser escogidos, se realizará una selección aleatoria, para ellos se utilizará el software ArcGIS 10.1.

En el software ArcGIS existen un paquete de herramientas propio, pero para poder hacer la selección aleatoria, se debe instalar un complemento de herramientas llamadas "Hawth's Analysis Tools for ArcGIS", entre ellas se encuentra la herramienta "Create Random Selection", para utilizar ésta herramienta sólo se necesita de una capa con "features" ya sean puntos, líneas o polígonos y el número o porcentaje que se desee escoger aleatoriamente.

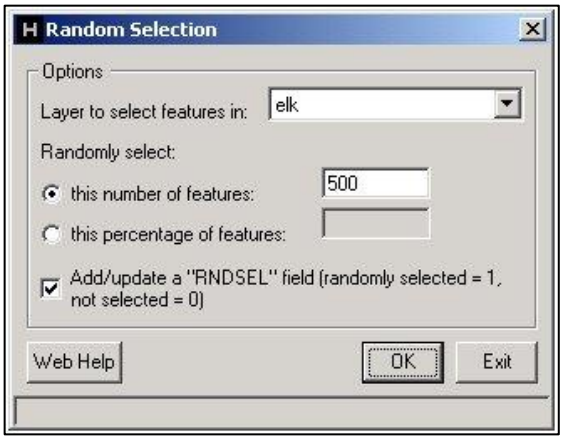


Figura 87: Herramienta "Selección aleatoria" de software ArcGIS 10.0.
Fuente: Hawth's Analysis Tools for ArcGIS.

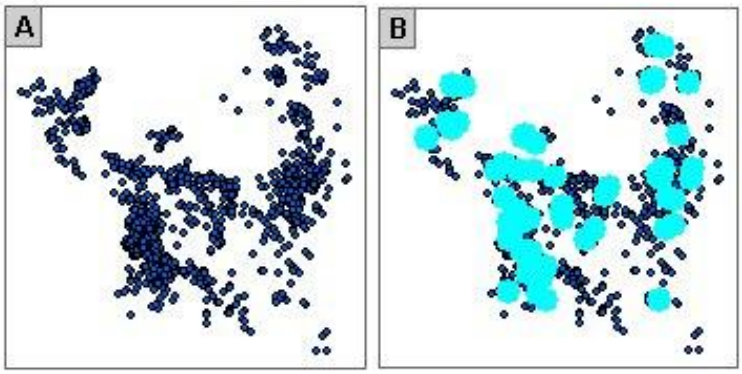


Figura 88: Ejemplo, una capa de elementos de puntos se ha utilizado como la capa de entrada, y 5% del número total de puntos se ha seleccionado al azar.
Fuente: Hawth's Analysis Tools for ArcGIS.

Como se aprecia en la *(Figura 89)*, se realiza la selección aleatoria de las viviendas tanto del sector urbano como rural del cantón Cuenca, de la capa de "Abonados_telefóno_19deJunio2013", proporcionada por la ingeniera Gabriela González, la misma que contiene los predios que van a ser estratificados.

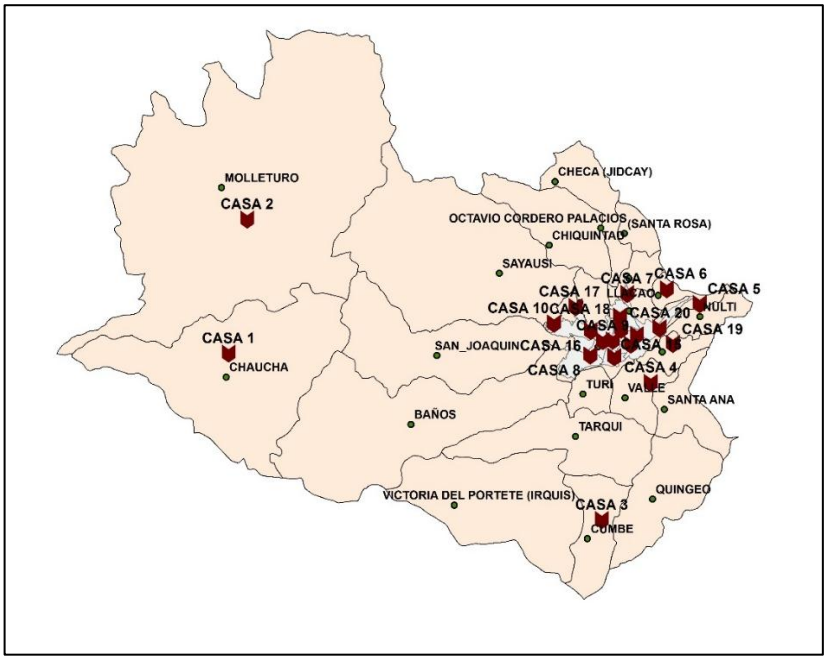


Figura 89: Mapa de la ubicación de la muestra aleatoria creada por el software ARCGIS.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3 Análisis de las viviendas seleccionadas aleatoriamente

3.5.3.1 Vivienda 1

La vivienda 1 a analizar se encuentra ubicada en la zona rural, en la parroquia Chaucha del Cantón Cuenca, sus calles alrededor no poseen nombre, por lo que se adjunta su ubicación exacta, en latitud y longitud.

- Latitud: 2°54'33"S
- Longitud: 79°24'47.82"O

El predio total tiene un área de 676 m^2 y sólo de construcción es de 272,73 m^2 y es de dos pisos, el recubrimiento de la cubierta es teja de cerámica, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 236,6 m^2, que representa el 35% de toda el área del lote.

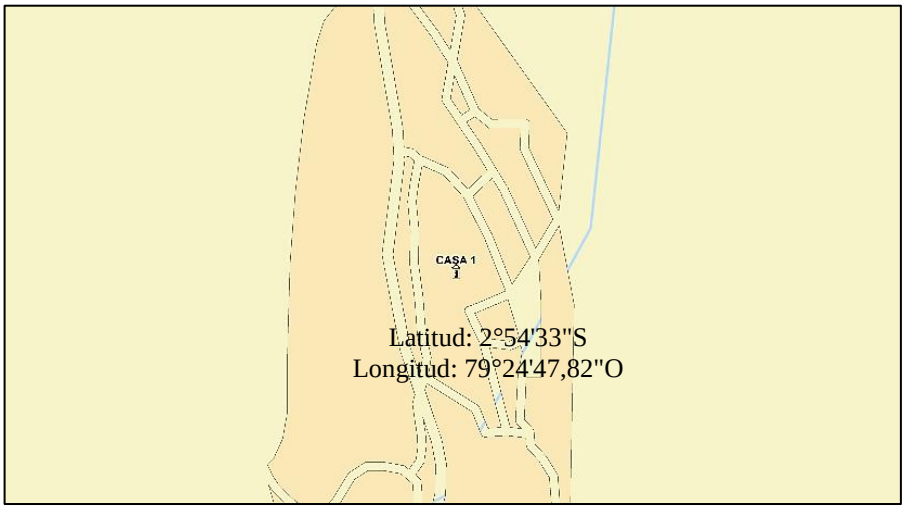


Figura 90: Ubicación de la vivienda 1.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 91: Vista frontal de la vivienda 1
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 92: Vista trasera de la vivienda 1
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 93: Vista Lateral derecha de la vivienda 1.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 94: Vista lateral izquierda de la vivienda 1.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.2 Vivienda 2

La vivienda 2 a analizar se encuentra ubicada en la zona rural, en la parroquia Molleturo del Cantón Cuenca, localizada en la carretera San Felipe de Molleturo, en las coordenadas siguientes:

- Latitud: 2°45'50.44"S
- Longitud: 79°23'36.53"O

El predio total tiene un área de 224 m^2 y sólo de construcción es de 142 m^2, se desarrolla en una planta pisos, el recubrimiento de la cubierta es de eternit, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual, se puede apreciar que la cubierta de la vivienda es plana, por ende se la puede aprovechar, sin que se logre distinguir el sistema fotovoltaico, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 106,5 m2, que representa el 75% de toda el área del lote.

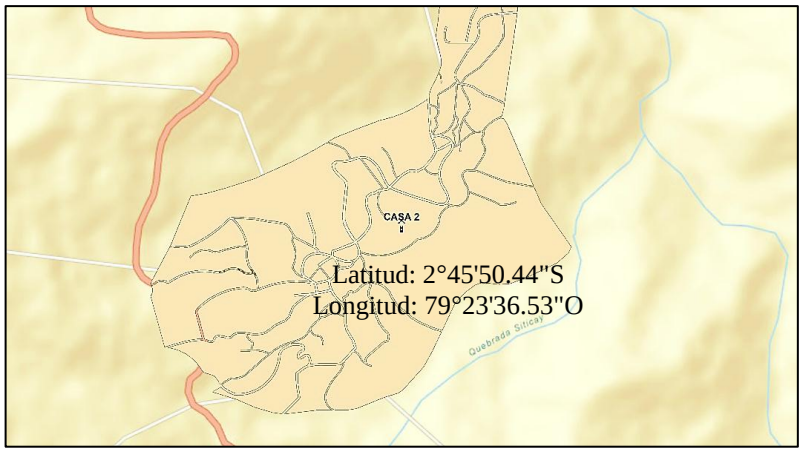


Figura 95: Ubicación de la vivienda 2.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 96: Vista frontal de la vivienda 2.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 97: Vista trasera de la vivienda 2.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.3 Vivienda 3

La vivienda 3 a analizar se encuentra ubicada en la zona rural, en la parroquia Cumbe del Cantón Cuenca, sus calles alrededor no poseen nombre, por lo que se adjunta su ubicación exacta, en latitud y longitud.

- Latitud: 3°5'21.03"S
- Longitud: 79°0.37'37.883"O

El predio total tiene un área de 280 m^2 y sólo de construcción es de 170 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es de eternit, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 218,4 m^2, que representa el 78% de toda el área del lote.

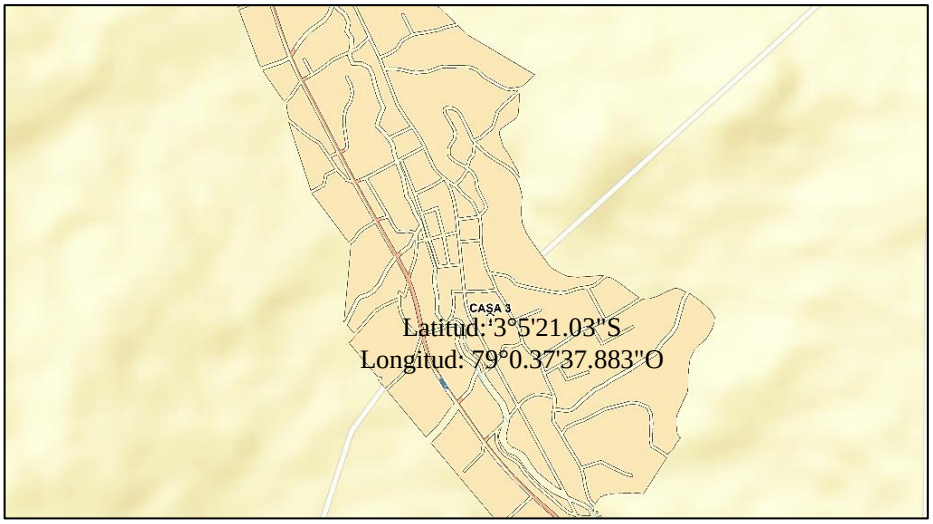


Figura 98: Ubicación de la vivienda 3.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 99: Vista frontal de la vivienda 3.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 100: Vista trasera de la vivienda 3.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.4 Vivienda 4

La vivienda 4 a analizar se encuentra ubicada en la zona rural, en la parroquia el Valle del Cantón Cuenca, sus calles alrededor no poseen nombre, por lo que se adjunta su ubicación exacta, en latitud y longitud.

- Latitud: 2°56'25.32"S
- Longitud: 78°57'29.183"O

El predio total tiene un área de 459 m^2 y sólo de construcción es de 187 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas menos inclinadas de la vivienda y la parte trasera que corresponde al patio, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 298.4 m^2, que representa el 65% de toda el área del lote.

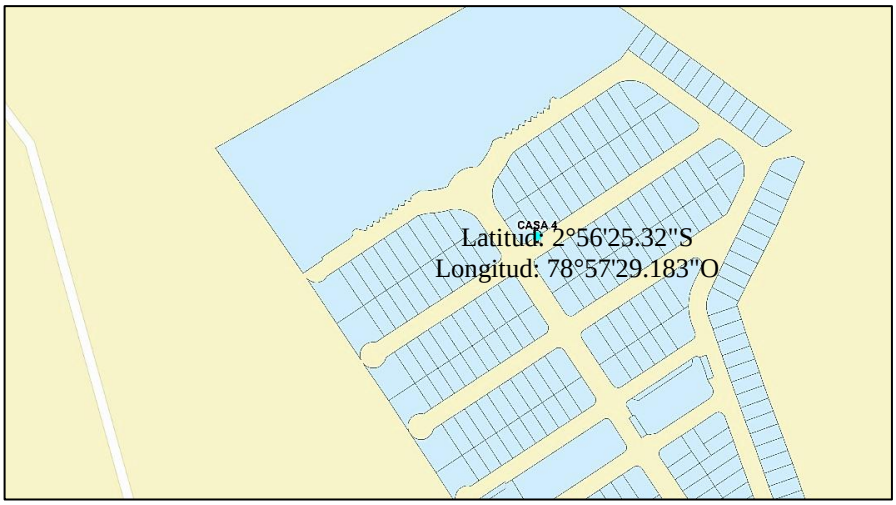


Figura 101: Ubicación de la vivienda 4.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 102: Vista frontal de la vivienda 4.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 103: Vista trasera de la vivienda 4.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.5 Vivienda 5

La vivienda 5 a analizar se encuentra ubicada en la zona rural, en la parroquia Nulti del Cantón Cuenca, junto a la Av. Del Bombero y calle s/n, por lo que se adjunta su ubicación exacta, en latitud y longitud.

- Latitud: 2°51'17.588"S

- Longitud: 78°54'20.451"O

El predio total tiene un área de 383 m^2 y sólo de construcción es de 160 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 149,37 m2, que representa el 39% de toda el área del lote.

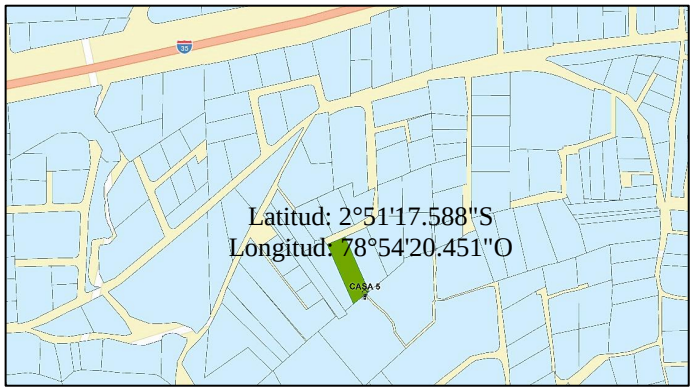


Figura 104: Ubicación de la vivienda 5.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 105: Vista frontal de la vivienda 5.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 106: Vista lateral derecha de la vivienda 5.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.6 Vivienda 6

La vivienda 6 a analizar se encuentra ubicada en la zona rural, en la parroquia Llacao del Cantón Cuenca, localizada en la vía Boma o en la Ruta Ricaurte – Llacao.

- Latitud: 2°50'19.735"S
- Longitud: 78°56'28.121"O

El predio total tiene un área de 763,2 m^2 y sólo de construcción es de 535,5 m^2 y se desarrolla en tres plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja de cerámica, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, evitando el patio debido a la presencia de árboles, que proyectan sombras en los módulos fotovoltaicos, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 265,03 m^2, que representa el 36% de toda el área del lote.

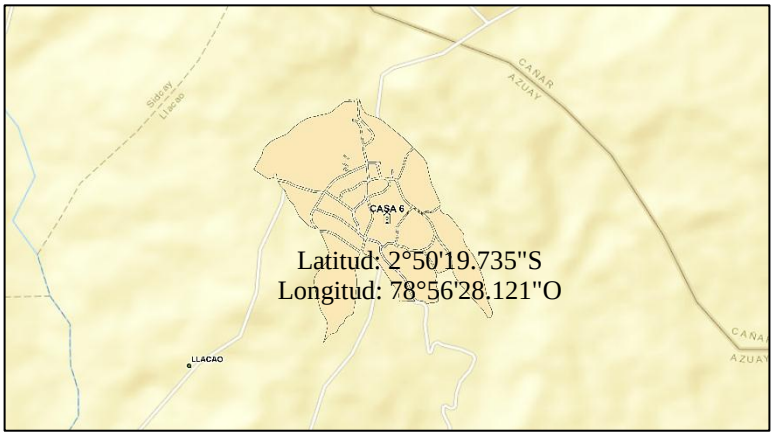


Figura 107: Ubicación de la vivienda 6.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 108: Vista frontal de la vivienda 6.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 109: Vista trasera de la vivienda 6.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.7 Vivienda 7

La vivienda 7 a analizar se encuentra ubicada en la zona rural, en la parroquia Sidcay del Cantón Cuenca, localizada en el Paseo Río Machángara en las siguientes coordenadas.

- Latitud: 2°50'38.4"S
- Longitud: 78°59'02.4"O

El predio total tiene un área de 456 m^2 y sólo de construcción es de 209 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 127,68 m2, que representa el 28% de toda el área del lote.

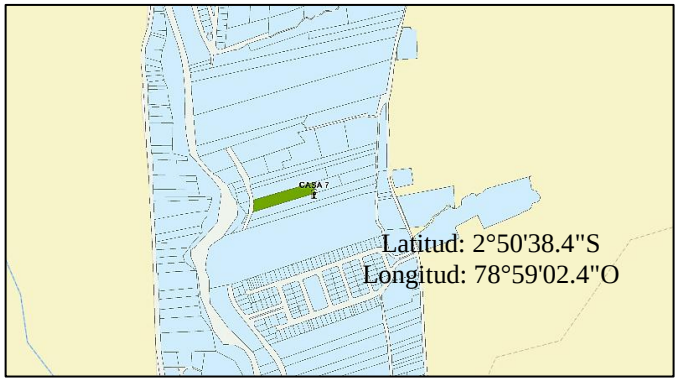


Figura 110: Ubicación de la vivienda 7.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 111: Vista frontal de la vivienda 7.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 112: Vista trasera de la vivienda 7.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.8 Vivienda 8

La vivienda 8 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia Yanuncay del Cantón Cuenca, localizada en la calle Pedro Calderón de la Barca 4-111 y Francisco de Orellana.

- Latitud: 2°54'30.88"S

- Longitud: 79°1'28.57"O

El predio total tiene un área de 202 m^2 y sólo de construcción es de 85,97 m^2 y se desarrolla en tres plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja y eternit, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 103 m^2, que representa el 51% de toda el área del lote.

Figura 113: Ubicación de la vivienda 8.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 114: Vista frontal de la vivienda 8.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 115: Vista lateral de la vivienda 8.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.9 Vivienda 9

La vivienda 9 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia Gil Ramírez del Cantón Cuenca, localizada en calle Simón Bolívar entre Estévez de Toral y Coronel Guillermo Talbot.

- Latitud: 2°53'42.68"S

- Longitud: 79°0'36.13"O

El predio total tiene un área de 234 m^2 y sólo de construcción es de 182 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja de cerámica, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Se utiliza todo el techo debido a su inclinación, que es muy cercano al plano horizontal sin provocar impacto visual, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 182 m^2, que representa el 77% de toda el área del lote.

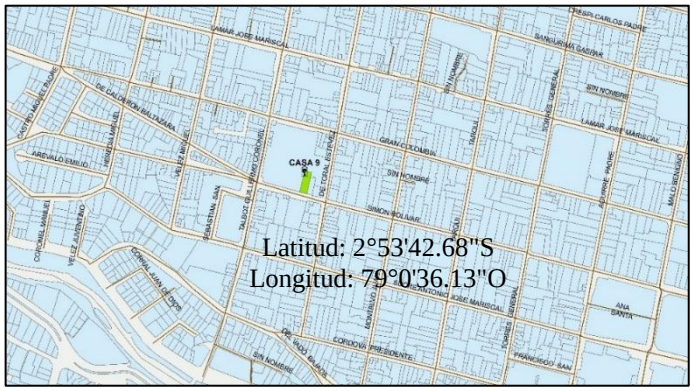


Figura 116: Ubicación de la vivienda 9.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 117: Vista frontal de la vivienda 9.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 118: Vista de trasera de la vivienda 9.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.10 Vivienda 10

La vivienda 10 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia San Sebastián del Cantón Cuenca, localizada en la calle de la Cruz y La Libertad condominio Río Amarillo.

- Latitud: 2°52'37.2"S
- Longitud: 79°03'46.8"O

El predio total tiene un área de 247 m^2 y sólo de construcción es de 156 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es eternit, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 97,3 m^2, que representa el 39% de toda el área del lote.

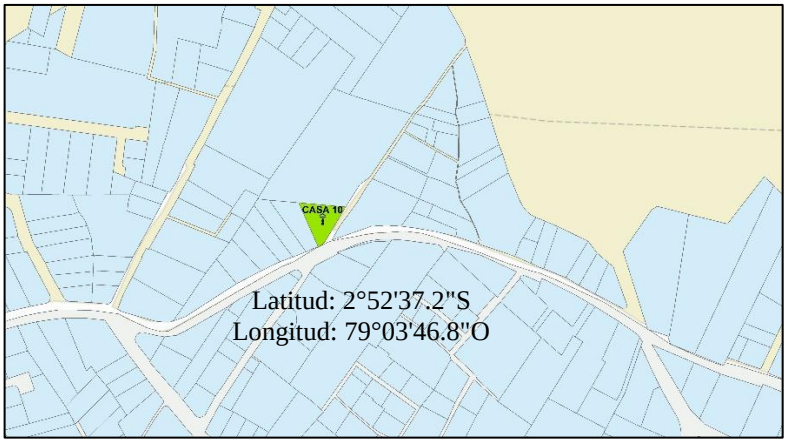


Figura 119: Ubicación de la vivienda 10.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 120: Vista frontal de la vivienda 10.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 121: Vista trasera de la vivienda 10.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.11 Vivienda 11

La vivienda 11 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia Huayna Cápac del Cantón Cuenca, localizada en la Av. Paucarbamba entre Tomillos y Alisos.

- Latitud: 2°54'44.958"S
- Longitud: 78°59'51.711"O

El predio total tiene un área de 322 m2 y sólo de construcción es de 210 m2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es eternit, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 112,7 m2, que representa el 35% de toda el área del lote.

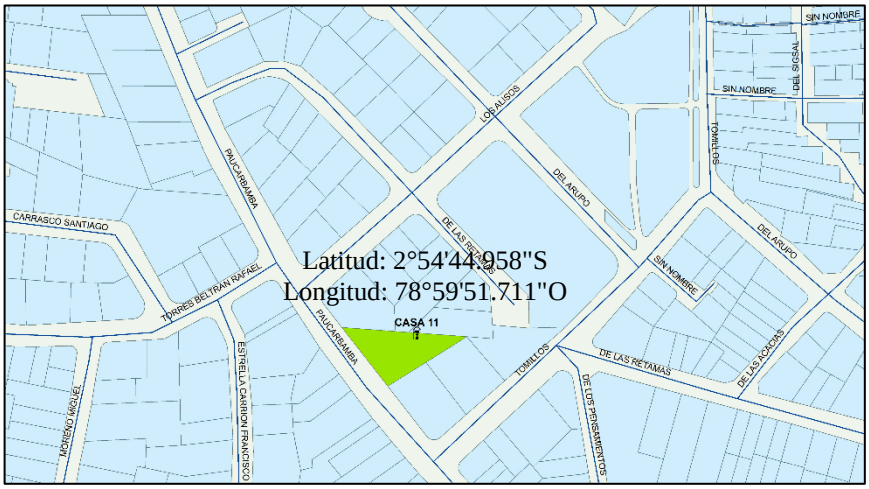


Figura 122: Ubicación de la vivienda 11.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 123: Vista frontal de la vivienda 11.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 124: Vista lateral derecha de la vivienda 11.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.12 Vivienda 12

La vivienda 12 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia Monay del Cantón Cuenca, localizada en la Av. General Artigas entre Carlos Mariátegui y Pancho Villa.

- Latitud: 2°53'56.034"S
- Longitud: 78°58'46.978"O

El predio total tiene un área de 400 m^2 y sólo de construcción es de 240 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es eternit, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 200 m^2, que representa el 50% de toda el área del lote.

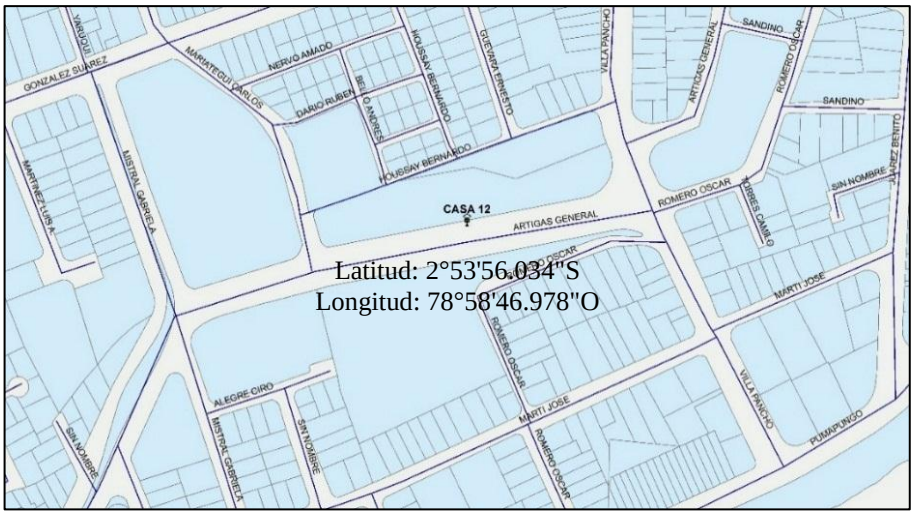


Figura 125: Ubicación vivienda 12.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 126: Vista frontal de la vivienda 12.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 127: Vista trasera de la vivienda 12.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.13 Vivienda 13

La vivienda 13 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia Totoracocha del cantón Cuenca, localizada en la calle de los Cayapas entre calle del Cóndor y calle de los Capas.

- Latitud: 2°53'19.369"S
- Longitud: 78°58'23.663"O

El predio total tiene un área de 192 m^2 y sólo de construcción es de 120 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja de cerámica, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 98 m^2, que representa el 51% de toda el área del lote.

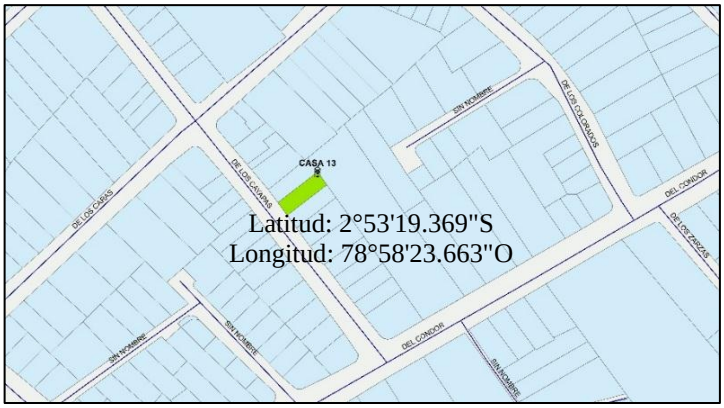


Figura 128: Ubicación vivienda 13.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 129: Vista frontal de la vivienda 13.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 130: Vista trasera de la vivienda 13.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.14 Vivienda 14

La vivienda 14 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia El Sagrario del cantón Cuenca, localizada en la calle Gaspar Sangurima entre Tomás Ordoñez y Antonio Vargas Machuca.

- Latitud: 2°53'40.989"S
- Longitud: 78°59'56.845"O

El predio total tiene un área de 130 m^2 y sólo de construcción es de 100 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es eternit, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 79,3 m^2, que representa el 61% de toda el área del lote.

Figura 131: Ubicación vivienda 14.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 132: Vista frontal de la vivienda 14.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 133: Vista trasera de la vivienda 14.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.15 Vivienda 15

La vivienda 15 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia El Vecino del cantón Cuenca, localizada en la calle del Trovador entre Enrique Espín y Barrial Blanco.

- Latitud: 2°52'57.963"S
- Longitud: 78°59'25.01"O

El predio total tiene un área de 198 m^2 y sólo de construcción es de 121 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es eternit, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Por la inclinación de los techos se puede usar todas estas áreas sin generar un impacto visual, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 122 m^2, que representa el 62% de toda el área del lote.

Figura 134: Ubicación vivienda 15.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 135: Vista frontal de la vivienda 15.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 136: Vista trasera de la vivienda 15.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.16 Vivienda 16

La vivienda 16 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia San Sebastián del cantón Cuenca, localizada en la calle Tiopuyo y Euclides.

- Latitud: 2°54'44.958"S
- Longitud: 79°1'22.742"O

El predio total tiene un área de 219 m^2 y sólo de construcción es de 100 m^2 y se desarrolla en dos plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja de cerámica, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Por la inclinación de los techos se puede usar todas estas áreas sin generar un impacto visual, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 100 m^2, que representa el 46% de toda el área del lote.

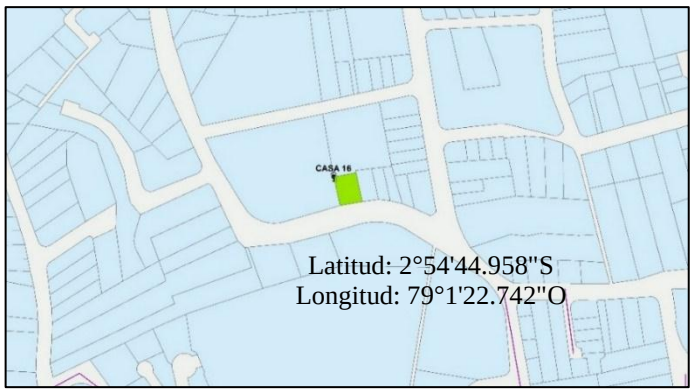


Figura 137: Ubicación vivienda 16.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 138: Vista frontal de la vivienda 16.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 139: Vista trasera de la vivienda 16.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.17 Vivienda 17

La vivienda 17 a analizar se encuentra ubicada en la zona rural, en la parroquia Sinincay del cantón Cuenca, localizada en la Av. Abelardo J. Andrade y calle s/n, por lo que se adjunta su ubicación exacta, en latitud y longitud.

- Latitud: 2°51'30.276"S
- Longitud: 79°2'21.637"O

El predio total tiene un área de 448 m^2 y sólo de construcción es de 192 m^2 y se desarrolla en tres plantas, el recubrimiento de la cubierta es de teja de cerámica, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 228 m^2, que representa el 51% de toda el área del lote.

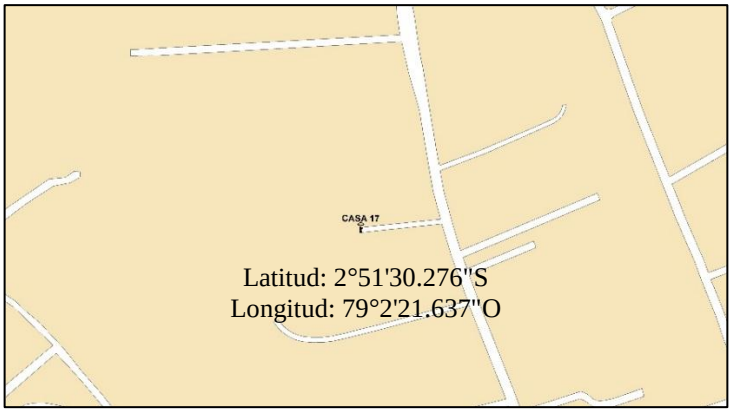


Figura 140: Ubicación vivienda 17.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 141: Vista frontal de la vivienda 17.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 142: Vista lateral de la vivienda 17.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.18 Vivienda 18

La vivienda 18 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia Hermano Miguel del cantón Cuenca, localizada en la calle Vicente Alvarado y Gaspar Gallegos.

- Latitud: 2°52'7.077"S
- Longitud: 78°59'29.254"O

El predio total tiene un área de 180 m^2 y sólo de construcción es de 110 m^2 y se desarrolla en tres plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja de cerámica, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 99 m^2, que representa el 55% de toda el área del lote.

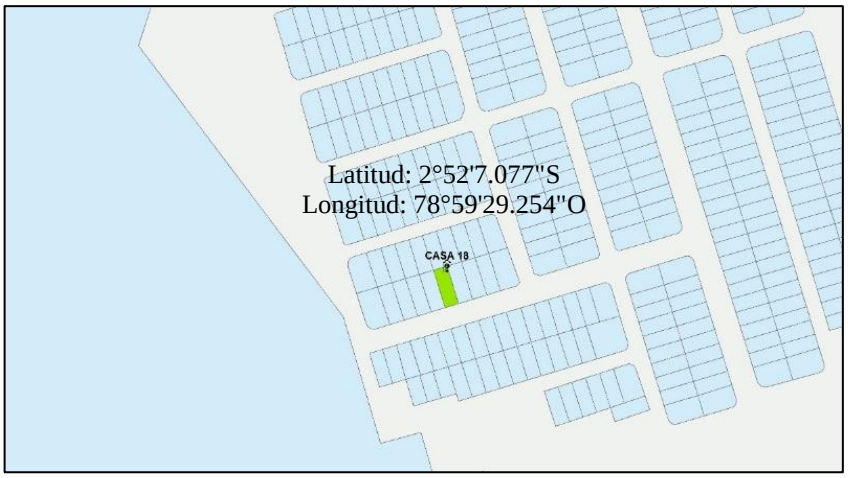


Figura 143: Ubicación vivienda 18.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 144: Vista lateral izquierda de la vivienda 18.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 145: Vista frontal de la vivienda 18.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.19 Vivienda 19

La vivienda 19 a analizar se encuentra ubicada en la zona rural, en la parroquia Paccha del cantón Cuenca, localizada en la vía a Paccha cerca del Santuario de la Virgen de los Dolores.

- Latitud: 2°53'52.781"S
- Longitud: 78°56'4.248"O

El predio total tiene un área de 594 m^2 y sólo de construcción es de 240 m^2 y se desarrolla en tres plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja de cerámica, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas con menor grado de inclinación y las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 213 m^2, que representa el 36% de toda el área del lote.

Figura 146: Ubicación vivienda 19.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 147: Vista frontal de la vivienda 19.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 148: Vista lateral izquierda de la vivienda 19.
Fuente: Propia de los Autores.

3.5.3.20 Vivienda 20

La vivienda 20 a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia Machángara del Cantón Cuenca, localizada en la calle Berlín entre Roma y Londres.

- Latitud: 2°52'52.575"S
- Longitud: 78°56'55.985"O

El predio total tiene un área de 187 m^2 y sólo de construcción es de 132 m^2 y se desarrolla en tres plantas, el recubrimiento de la cubierta es teja de cerámica, mientras que hacia el interior su cielo raso es de estuco.

Para evitar el impacto visual se trata de utilizar las cubiertas de las partes traseras de las viviendas, teniendo así sumando las áreas de las mismas un valor de 69 m^2, que representa el 37% de toda el área del lote.

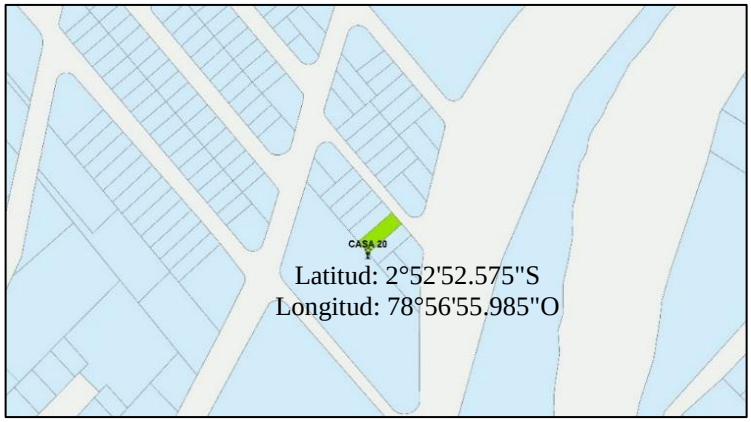


Figura 149: Ubicación vivienda 20.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 150: Vista frontal de la vivienda 20.
Fuente: Propia de los Autores.

Figura 151: Vista trasera de la vivienda 20.
Fuente: Propia de los Autores.

Como se pudo observar en la muestra de las viviendas elegidas, tanto para el sector urbano como para el rural, las residencias poseen un área aprovechable que en su mayoría eran los patios o techos traseros, y en algunos casos por el grado de inclinación de la cubierta se utilizaba toda ésta área.

A continuación en la *Tabla 21*, se detalla el tipo de techo de las viviendas y el porcentaje de área aprovechable, en función de toda la superficie del predio, donde se puede concluir que la tendencia de la cubierta de las viviendas en el sector urbano, es inclinada y su material de construcción puede ser teja o eternit, contando con un área aprovechable sin impacto visual del 51% de su predio. Además, la tendencia de la cubierta de las viviendas en el sector rural, es inclinada y su material de construcción es teja de cerámica, contando con un área aprovechable sin impacto visual del 49 % de su predio.

Según los resultados obtenidos, se elige la residencia 5 para el diseño del sistema fotovoltaico en la zona rural, y la vivienda 8 para el sector urbano, debido que éstas se asemejan con los promedios obtenidos en la *Tabla 21*.

# Vivienda	Zona	Cubierta	Material Cubierta	Área disponible (m^2)	Área Aprovechable (m^2)	Área Aprovechable (%)
Vivienda 1	Rural	Inclinada	Teja	676	236,60	35%
Vivienda 2	Rural	Plana	Eternit	224	106,50	75%
Vivienda 3	Rural	Inclinada	Eternit	280	218,40	78%
Vivienda 4	Rural	Plana	Teja	459	298,40	65%
Vivienda 5	Rural	Inclinada	Teja	383	149,37	39%
Vivienda 6	Rural	Inclinada	Teja	763,2	265,03	36%
Vivienda 7	Rural	Inclinada	Teja	456	127,68	28%
Vivienda 8	Urbana	Inclinada	Mixta	202	103,00	51%
Vivienda 9	Urbana	Plana	Teja	234	182,00	77%
Vivienda 10	Urbana	Inclinada	Eternit	247	97,30	39%
Vivienda 11	Urbana	Inclinada	Eternit	322	112,70	35%
Vivienda 12	Urbana	Inclinada	Eternit	400	200,00	50%
Vivienda 13	Urbana	Inclinada	Teja	192	98,00	51%
Vivienda 14	Urbana	Inclinada	Eternit	130	79,30	61%
Vivienda 15	Urbana	Plana	Eternit	198	122,00	62%
Vivienda 16	Urbana	Plana	Teja	219	100,00	46%
Vivienda 17	Rural	Inclinada	Teja	448	228,00	51%
Vivienda 18	Urbana	Inclinada	Teja	180	99,00	55%
Vivienda 19	Rural	Mixta	Teja	594	213,00	36%
Vivienda 20	Urbana	Inclinada	Teja	187	69,00	37%
Promedio Viviendas Urbanas				228,27	114,75	51%
Promedio Viviendas Rurales				475,91	204,78	49%

Tabla 21: Resumen de los tipos de viviendas y el porcentaje de área aprovechable.
Fuente: Elaboración propia autores.

3.6 LEGISLACIÓN Y NORMATIVA

3.6.1 Normativa de energías renovables en el Ecuador

La constitución de la República del Ecuador con Registro oficial Nº 449, considera entre sus artículos el desarrollo y uso de energías renovables, a continuación se transcriben dichos artículos.

"Artículo 15. El estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho del agua"

"Artículo 313. El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberá orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social.

Se consideran sectores estratégicos a la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y los demás que determine la ley.**"**

"Artículo 413. El Estado promoverá la eficiencia energética, al desarrollo y uso de prácticas tecnológicas ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.**"**

3.6.2 Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE, Suplemento – Registro Oficial Nº43

Este documento contiene las normas relacionadas con la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento, vigente desde el 10 de Octubre de 1996.

Dentro del **Capítulo IX Recursos Energéticos No Convencionales**, el estado incentiva el aprovechamiento de recursos no convencionales mediante el siguiente artículo.

"**Artículo 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 tendiendo a su aprovechamiento y prioridad."(CONELEC, 1996)

Dentro del **Capítulo XI Exenciones y Exoneraciones** trata acerca de las ventajas arancelarias y exoneraciones del impuesto a la renta en el empleo de energías no convencionales.

"Artículo 67. Exonérese el pago de aranceles, demás impuestos adicionales y gravámenes que afectan 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.

Exonérese el pago a la renta 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 producción de electricidad usando los recursos energéticos no convencionales señalados en el inciso anterior." (CONELEC, 1996)

3.6.3 Normativas que deben cumplir los equipos para su conexión a la red eléctrica

Debido a que la instalación fotovoltaica con conexión a red, está formada por varios dispositivos que captan la energía solar, para luego transfórmala en energía de corriente continua C.C, que es nuevamente transformada en corriente alterna por medio de un inversor para la conexión a red. Los equipos utilizados deben cumplir una serie de requerimientos técnicos de seguridad, que garanticen un buen funcionamiento, para que no alteren el funcionamiento de la red de distribución a la que se va a conectar.

A continuación se establecen los requisitos que deben cumplir cada uno de los elementos que se emplean en una instalación fotovoltaica conectada a la red (Lojano Chacha & Rios González, 2013).

3.6.3.1 Paneles fotovoltaicos

A continuación se presentan los parámetros técnicos que deben cumplir los paneles fotovoltaicos.

- Todos los paneles o módulos fotovoltaicos utilizados en la instalación deberán cumplir con la certificación de la UNE, la IEC 61215 y la IEC 61730 que recogen las características que deben cumplir en la fabricación de un panel de silicio cristalino, además que deben ser del mismo modelo para que garanticen la compatibilidad entre ellos, disminuyendo de esta manera los efectos negativos en la instalación debido a esta causa.
- En el caso de que los paneles que se utilicen no sean calificados, se deberá presentar la justificación respectiva, además de que se deben presentar los documentos de información acerca de las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos.
- Los paneles deberán estar constituidos de material monocristalino o policristalino, además deben tener el nombre del fabricante, modelo y número de serie en la placa totalmente visible. Con respecto a la garantía debe ser un mínimo de 10 años o acorde a la vida útil de la instalación fotovoltaica, garantizando que su eficiencia no haya disminuido más de un 5%.
- Los paneles deben incorporar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65. Lo marcos laterales del panel en caso de existirlos deberán ser de aluminio o acero inoxidable ya que el panel estará sometido a condiciones de lluvia.
- Lo valores de potencia máxima y corriente de cortocircuito nominal, deberán estar dentro del margen de ± 10% de los correspondientes valores nominales del catálogo dados por el fabricante.
- Para facilitar el mantenimiento y reparación del panel se instalarán lo elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de

forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador (Lojano Chacha & Rios González, 2013).

3.6.3.2 Inversores para la conexión a red

Los siguientes parámetros descritos a continuación son los que debe cumplir un inversor para que tenga un buen funcionamiento (Lojano Chacha & Rios González, 2013), (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2011).

- Voltaje y corriente a la entrada del inversor acorde con la que se debe adaptar al generador.
- Potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda a la salida.
- Frecuencia de trabajo de 60Hz y eficiente mayor al 85%.
- Voltaje de fase en la red, que dependerá del punto de conexión a la red de distribución.
- Potencia reactiva a la salida del inversor.
- Capacidad de sincronizar correctamente con la red eléctrica y no ocasionar fallas o disturbios en la misma, para que no afecten la calidad del servicio.
- La conexión del inversor se hace en baja tensión (220/121 V en sistemas trifásicos y 120/240V en sistemas monofásicos a tres hilos).
- Los inversores de conexión a red puede incluir internamente los elementos de protección y señalización exigidos en esta norma, en el caso de que el inversor no cuente con estos elementos se debe ubicar fuera.

3.6.3.2.1 Especificaciones

a) El inversor de conexión a red debe cumplir con los requisitos de la norma IEC 61683:1999, UL458 u otras normas equivalentes aplicables.
b) Deben poseer todas las protecciones a equipos y personas especificadas en la norma NEC 11.
c) El diseño debe asegurar que en ningún caso el sistema inyecte corriente continua a la red eléctrica.
d) El tiempo de reconexión después de una falla en la red eléctrica, y una vez que se ha restablecido el servicio normal de la misma, no debe ser superior a 2 minutos u el accionamiento será automático.

e) Debe tener protecciones contra polaridades inversas.

f) La operación del inversor debe ser silenciosa, menos de 40dB y no debe presentar ruidos inducidos por transformadores y mucho menos por desajustes mecánicos.

g) Las perturbaciones generadas por armónicos deben ser la aceptadas por la normativa ecuatoriana correspondiente.

h) El inversor debe cumplir con la condiciones de calidad y confiabilidad del servicio según las regulaciones del sector eléctrico ecuatoriano, incorporando como mínimo las siguientes protecciones:

- ❖ Protección frente a cortocircuitos en corriente alterna.
- ❖ Protección frente a tensiones fuera de rango.
- ❖ Protección frente a frecuencia de red fuera de rango
- ❖ Protección frente a sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares.
- ❖ Protección ante perturbaciones en la red como: pulsos, microcortes, retorno a la red, etc.
- ❖ Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos.

i) Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- ❖ Encendido y apagado general del inversor.
- ❖ Conexión y desconexión del inversor a la CA de la red. Podrá ser externo al inversor.

j) Las características eléctricas de los inversores serán los siguientes:

- ❖ Debe ser de onda senoidal pura.
- ❖ La eficiencia a potencia pico será mayor a 90%.
- ❖ El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser inferior al 1% de la potencia nominal.
- ❖ El Factor de potencia (FP) debe ser superior a 0,96 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- ❖ El inicio de inyección de energía a la red debe ocurrir antes del 10% de su potencia nominal.
- ❖ Debe cumplir con las especificaciones de seguridad y compatibilidad electromagnética dadas en las normas UL 458/FCC Class B.

k) Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior 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.

l) Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales entre 0°C y 40°C de temperatura y entre 0% y 85% de la humedad relativa.
m) La vida útil de los inversores de conexión a la red no debe ser inferior a 10 años.
n) El inversor debe tener una correcta señalización para facilitar su operación. Además debe contar con controles automáticos que aseguren la supervisión y uso.

3.6.3.3 Conductores

El calibre de los diferentes conductores se debe regir a los requerimientos eléctricos de caída de voltaje y seguridad en cada parte del sistema.

Los cables internos de los paneles fotovoltaicos que salen desde la caja de conexión, deberán cumplir con al menos unas de las normas: Código Eléctrico Ecuatoriano, NEC 2008/UL Type PV, UL4703, USE-2, UNE 21123, UNE 20.460-5-52, UTE C32-502.

Los cables externos deberán ser aptos para operar a la intemperie según el Código Eléctrico Ecuatoriano, o la norma internacional IEC 60811. (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2011).

3.6.3.3.1 Especificaciones

1. Las secciones de los conductores externos deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3% entre el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga, inferiores al 1% entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 3% entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.
2. El cable entre el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga se debe seleccionar de tal forma que su capacidad sea 1,25 veces la corriente de cortocircuito de todo el campo fotovoltaico.

3. Los cables deben cumplir con el código de colores (rojo es positivo, negro es negativo) o por lo menos identificar la polaridad.
4. Los cables exteriores de la instalación fotovoltaica deben ser especificados para uso en presencia de humedad, temperatura 90ºC, doble aislamiento multifilares y resistentes a los rayos ultravioleta, tipo XHHN, SUPERFLEX, o similar.
5. El cableado seleccionado debe estar en conformidad con el ambiente de utilización del mismo.
6. Todos los terminales de los cables deben permitir una conexión segura y mecánica fuerte. Deben tener una resistencia interna pequeña, que no permita caídas de tensión superiores al 0,5% del voltaje nominal. Esta condición es aplicable a cada terminal en las condiciones de máxima corriente.
7. Los terminales de los cables no deben favorecer la corrosión que se produce cuando hay contacto entre dos metales distintos.
8. Los extremos de los cables de sección ≥ 4 mm^2 deben tener terminales específicos y de cobre. Los extremos de los cables de sección ≤ 4 mm^2 podrán retorcerse y estañarse para lograr una conexión adecuada.
9. Los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango del 50 al 80% de la capacidad nominal del fusible.
10. El calibre o sección del conductor debe tomar en cuenta tanto la capacidad como la caída de tensión. (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2011)

mm^2	AWG	Amp
0,83	18	10
1,3	16	13
2,08	14	18
3,31	12	25
5,26	10	30
8,37	8	40
13,3	6	55
21,15	4	70
33,62	2	95
53,52	1/0	125
67,43	2/0	145
85,00	3/0	165
107,21	4/0	195

Tabla 22: Capacidad del conductor en AWG/mm^2.

Fuente: (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2011).

3.6.3.4 Estructuras del Soporte del SFV

Los elementos de sujeción, unión, fijación y protección mecánica de los componentes de un sistema fotovoltaico deben cumplir ciertas características: (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2011).

3.6.3.4.1 Especificaciones

a) Las estructuras deben resistir como mínimo 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables.
b) Deben estar diseñadas para soportar una velocidad del viento de al menos 100 Km/h.
c) La inclinación de las estructuras debe estar entre 5° y 10°.
d) Ningún componente de la estructura, pueden causar sombreador a los módulos fotovoltaicos a ninguna hora.
e) Los elementos de fijación como los tornillos que sirven para sujetar el módulo a la estructura debe ser de acero inoxidable o bronce.

3.6.3.5 Elementos de protección y seccionamiento

Las instalaciones de sistemas fotovoltaicos deben contener todos los elementos de protección necesarios y comunes de las instalaciones eléctricas, ya sea contra sobre voltajes, sobre intensidades, corto circuitos, desconexión automática en caso de variaciones de parámetros de la red. (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2011)

3.6.3.5.1 Especificaciones

a) El sistema fotovoltaico debe disponer de elementos de seccionamiento manual para operación y mantenimiento.
b) Se debe proporcionar una conexión a tierra de los equipos.
c) El electrodo de tierra debe ser una o varias varillas de acero recubierto de cobre (copperweld) de no menos de 16mm^2 (5/8 pulgadas) de diámetro y 1,8 m de longitud, enterrada verticalmente en su totalidad. La abrazadera de conexión al electrodo de tierra, deberá ser resistente a la corrosión, de preferencia de cobre o bronce, o unión termo soldada.

d) La resistividad de la tierra debe ser menor a 20 ohmios.
e) El cable del sistema de puesta a tierra de los equipos, en cualquiera de los casos, podrá ser de cobre desnudo o aislado y el calibre se debe dimensionar de acuerdo a las características eléctricas de la instalación, según el código eléctrico ecuatoriano.
f) Todas las estructuras y cajas de equipos deben ser puestos a tierra, tanto de la parte de continua como de alterna.
g) En caso de CA el neutro del sistema trifásico o uno de los cables del sistema bifásico deben estar conectados a tierra.
h) Para la protección de la persona en la parte de continua se recomienda que la instalación en la parte de CC no deba estar conectada a tierra, excepto cuando exista un dispositivo de descarga de sobre voltaje de por medio.
i) Se recomienda el uso de varistores u otros dispositivos (diodos, dispositivo de descarga, fusibles de descarga de ases, transformadores de aislamiento, filtros, autoacopladores) para la conexión a tierra del circuito eléctrico tanto de la parte de continua como de alterna.
j) Los sistemas deben incluir una protección contra sobrecargas o sobre voltajes directos o inducidos (varistores), tanto en la parte de CC como en la de CA.
k) La conexión a tierra de la parte continua del sistema se la hará de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes de los equipos instalados, debiendo prevalecer siempre la condición de seguridad de las personas.
l) Las instalaciones debe tener un dispositivo de auto conexión de auto desconexión automática cuando no exista voltaje a la red, y no podrá reconectarse a ella hasta que dicho voltaje sea el nominal.
m) La instalación deben contar con un interruptor general manual accesible al personal de la compañía eléctrica, para la desconexión manual.
n) La instalación debe contar con un interruptor automático diferencial en la parte de alterna para protección de personas.
o) La instalación debe contar con un interruptor de interconexión para desconexión y conexión en caso de que exista variación de frecuencia y voltaje de la red según los siguientes límites: +/- 5% de frecuencia nominal y +/- 1% voltaje nominal; respectivamente, junto con un relé de enclavamiento. El rearme del sistema de conmutación debe ser automático.

3.6.3.6 Tableros Eléctricos

El sistema fotovoltaico dependiendo la aplicación y la capacidad se debe instalar armarios de conexiones, gabinetes, tablero de protección y seccionamiento con elementos dimensionados para las capacidades de potencia y corriente que soportan. Los tableros se deben acoger a las normas del código eléctrico ecuatoriano o similar y solamente se permitirá el uso de elementos certificados bajo normas internacionales. (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2011)

3.6.3.6.1 Especificaciones

a) En sistemas fotovoltaicos mayores a 5kW se debe prever la instalación de tableros de empalme en corriente continua; tableros de conexión de los circuitos de corriente alterna, de acometida de la red, y de salida de los interruptores termo magnéticos y fusibles dimensionados conforme a la carga instalada de diseño. Se recomienda el uso de tableros que cuenten con instrumentos de medición de voltaje y corriente de la red o de la producción del sistema fotovoltaico y luces piloto que indiquen el estado de energización de la red y del sistema fotovoltaico.
b) En caso de instalar un registrador de datos se podrá ir a un tablero separado de modo que la descarga periódica de datos y registros se haga sin necesidad de abrir el tablero principal de control o fuerza.

3.6.4 Regulaciones de CONELEC que incentivan las energías renovables en Ecuador

3.6.4.1 Regulación del CONELEC 006/08

El objetivo de la presente Regulación es establecer los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.

La presente Regulación establece como alcance lo siguiente:

a) Definir nuevas reglas comerciales para el funcionamiento del mercado.
b) Establecer los nuevos parámetros regulatorios que se considerarán para el cálculo de las tarifas eléctricas.

c) Aplicación de los pliegos tarifarios.
d) Mecanismo de coordinación con el Ministerio de Finanzas.
e) Proceso de transición

Dentro del **Capítulo III: Funcionamiento de Mercado** se establecen los contratos regulados para generadores de energías renovables.

"Los contratos tendrán una duración mínima de un año; excepto para los generadores que usen energías renovables no convencionales cuya duración no podrá ser menor a diez años." (CONELEC, 2008a)

3.6.4.2 Regulación No. CONELEC – 004/11

La presente Regulación tiene como objetivo el establecimiento de los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

3.6.4.3 Precios Preferentes

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la *Tabla 23*. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

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

Tabla 23: Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh).
Fuente: (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2011).

3.6.4.4 Vigencia de los Precios

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el período de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con la siguiente particularidad:

Para los generadores de la *Tabla 23*, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el período de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época.

3.6.4.5 Condiciones Operativas

3.6.4.6 Punto de entrega y medición

El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.

La red necesaria para conectarse al sistema de transmisión o distribución, deberá estar contemplada en los planes de expansión y transmisión.

El sistema de medición comercial deberá cumplir con lo indicado en la Regulación vigente sobre la materia.

3.6.4.7 Requisitos para la conexión

En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, supervisión, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente sobre la materia y demás requisitos que se exijan en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor.

3.6.4.8 Liquidación de la Energía

El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en la *Tabla 23* de la presente Regulación, liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

La liquidación realizada por el CENACE a los Distribuidores y Grandes Consumidores, deberá considerar el cargo correspondiente para remunerar a los generadores no convencionales, en forma proporcional a su demanda.

3.6.4.9 Precio de la Energía a partir del 2013

Para aquellos proyectos cuyos contratos se suscriban o por incremento de capacidad se modifiquen a partir del año 2013, el CONELEC realizará una revisión de los precios de la energía y su período de vigencia, los que serán aplicables únicamente para los casos antes señalados a partir de ese año y por un período de vigencia que el CONELEC lo definirá en esa fecha.

Para la revisión de los precios y fijación del plazo de vigencia, indicados en el párrafo inmediato anterior, el CONELEC realizará el estudio correspondiente basado en referencias internacionales de este tipo de energías, la realidad de precios del mercado eléctrico ecuatoriano o cualquier otro procedimiento que se estimare conveniente.

3.6.4.10 Generadores Menores a 1 MW

Los generadores menores a 1 MW que se acojan a los precios preferentes de esta regulación no firmarán un contrato, sino que deberán obtener el registro, de conformidad con la regulación respectiva, adicionalmente a los requisitos establecidos en ésta se deberá verificar que la potencia del Proyecto haga un uso óptimo del recurso. En dicho registro deberán constar los precios preferentes y el plazo de conformidad con la presente regulación.

En caso estos generadores deban entregar su energía a una empresa distribuidora, ésta se liquidará a los precios de la regulación y serán facturados a la respectiva empresa distribuidora.

Los procesos de supervisión, revocatoria del registro y su actualización serán los establecidos en la Regulación relacionada con los registros de los generadores menores a 1 MW.

Para la operación de estas centrales deberán observar lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de Despacho y Operación en lo referente al envío de la información requerida por el Centro Nacional de Control de Energía. El sistema de medición comercial que se exija a estos generadores será el establecido en la Regulación del sistema de medición comercial para cargas menores a 650 kW.

3.7 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN EL CANTÓN CUENCA

3.7.1 Aspectos técnicos para el diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a red

Ecuador por su ubicación es un país privilegiado en recurso solar, pero en un grado menor en comparación con el norte de África. El potencial de ésta energía en el país se sitúa en los niveles adecuados, para convertirse en una fuente significativa de generación de electricidad a nivel nacional. Una ventaja de esto es que la radiación solar es constante en intensidad a lo largo del año, reduciendo así el problema de las variaciones de energía, permitiendo aprovechar en su plenitud la energía generada. (CONELEC, 2008b)

3.7.1.1 Proyecto de un sistema fotovoltaico conectado a la red

Para empezar con el diseño de un proyecto para un sistema fotovoltaico conectado a la red se debe determinar la potencia máxima o de pico del generador fotovoltaico.

La potencia de pico del generador fotovoltaico se calcula a partir de:

- El cumplimiento de la norma ecuatoriana de construcción NEC-11.
- La superficie disponible para la instalación del generador fotovoltaico.

Seguidamente, calculada la potencia del generador fotovoltaico, y en función de ella, se calcula y dimensiona el inversor. La potencia nominal del inversor, o en el caso de que se coloque más de uno sería la suma de las potencias nominales de los inversores, es la potencia nominal del sistema fotovoltaico y tiene la consideración de potencia instalada en todo lo referido en redes de baja tensión. (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

3.7.1.2 Potencia de pico del generador por superficie disponible

Para todo proyecto solar se necesita de un área disponible, por ejemplo un tejado, una cancha, una terraza, etc., el mismo que determinará la potencia del generador límite, que se puede generar a partir de dicha superficie.

A continuación se muestra la ocupación superficial de los módulos de un generador fotovoltaico, en función de la tecnología utilizada en su construcción.

Tecnología del módulo	Superficie ocupada (m^2/kW)
Monocristalina	6 a 9
Policristalina	7 a 10
Capa fina	15 a 20

Tabla 24: Superficie ocupada por los módulos fotovoltaicos en función del material de construcción.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

Con los valores mostrados en la *Tabla 24*, se divide la superficie disponible determinada para la superficie ocupada de acuerdo al material de construcción, obteniéndose un rango de valores de potencia máxima.

Continuando con el dimensionamiento, el rango de valores obtenidos en el apartado anterior, se divide para la potencia máxima dada por el fabricante de los módulos fotovoltaicos elegidos.

Lo anteriormente mencionado se explica con las siguientes fórmulas:

- Superficie del tejado y rango de valores de potencia máxima.

$$S = l * a \text{ Ec. [1]}$$

Donde:

S = área de la superficie elegida,

l = largo de la superficie, y

a = ancho de la superficie.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{S\ ocupada} \text{ Ec. [2]}$$

$P_{G\ máx}$ = rango de valores de potencia máxima.

- Número de módulos de acuerdo al rango de valores de potencia y potencia nominal dada por el fabricante de los paneles fotovoltaicos.

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}} \text{ Ec. [3]}$$

N = número de módulos.

$P_{máx}$ = potencia máxima del módulo fotovoltaico.

Se tendrá un rango de valores que determinan el valor mínimo y máximo de paneles fotovoltaicos

Para comprobar cuál es el número exacto de módulos fotovoltaicos, se encuentra la cantidad de módulos en posición vertical y horizontal con las fórmulas que se detallan a continuación, seguidamente se multiplica los dos valores encontrados y se toma el mayor resultado.

- Montaje de los módulos en posición vertical.

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} \text{ Ec. [4]}$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} \text{ Ec. [5]}$$

- Montaje de los módulos en posición horizontal.

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} \text{ Ec. [6]}$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} \text{ Ec. [7]}$$

El número elegido de módulos fotovoltaicos determinará la potencia del generador fotovoltaico.

$$P_{G\ máx} = N.P_{máx} \text{ Ec. [8]}$$

3.7.1.3 Efectos de sombras

Las sombras sobre los módulos, afecta el rendimiento de estos, por lo que se debe tener en cuenta este factor al momento de diseñar una instalación fotovoltaica, se debe ubicar los sistemas en áreas donde no haya este tipo de interferencias.

El efecto de sombras es más significativo cuando se trata de instalaciones fotovoltaicas conectadas en serie, ya que si un módulo no recibe la radiación solar, esta instalación no generará los mismos niveles de energía en su valores nominales, el panel sombreado en vez de generar energía empezará a consumirla, debido a que la célula se comporta como un diodo que bloquea la intensidad producida por el resto de células conectadas en serie, poniendo en riesgo toda la producción del módulo.

Para evitar los efectos de la sombra en una o varias células y éstas pongan en peligro la producción, se insertan en el módulo algunos diodos de bypass que conecten las partes del módulo dañado o en sombra, garantizando el funcionamiento del mismo, pero perdiendo eficiencia, lo recomendable sería instalar 2 o 4 diodos bypass en cada módulo.

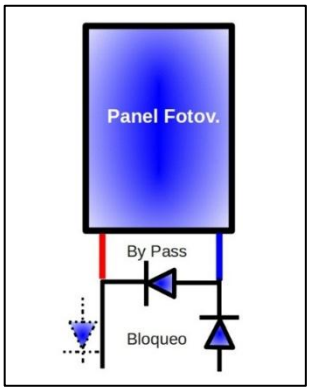


Figura 152: Colocación de diodos bypass en los módulos FV.
Fuente: (WordPress y Atahualpa, 2010).

El tipo de diodo adecuado, va a depender de cada instalación, de acuerdo a la intensidad de corriente máxima que circula por los módulos, también se pueden instalar diodos de bloqueo para evitar que se invierta el sentido de la corriente durante el tiempo en que no están generando electricidad. En la *(Figura 152)* se muestra que el diodo de bloqueo está colocado sobre el terminal negativo del módulo fotovoltaico, pero también se puede colocar sobre el terminal positivo haciendo la inversión de los contactos del diodo. (WordPress y Atahualpa, 2010) (Michell Paulina Restrepo Segura, 2013).

3.7.1.4 Efecto de la orientación e inclinación

Las instalaciones de sistemas solares fotovoltaicos son más óptimos cuando la orientación de los paneles es directa hacia el sol, es decir cuando el panel está situado perpendicularmente hacia el sol.

Cuando se trata de instalaciones fijas, es imposible mantener el módulo de forma perpendicular hacia el sol, motivo por el cual el sistema se debe diseñar de tal forma que se aproveche la mayor cantidad de luz posible.

En la *Tabla 25* se muestra los valores admisibles para distintos factores de pérdidas que se deben tener en cuenta al momento del diseño de las instalaciones fotovoltaicas.

Tipos de instalación de los módulos.	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)	Rango de pérdidas a utilizar en el diagrama.
General	10%	10%	15%	90 – 95%
Superposición	20%	15%	30%	80 – 90%
Integración Arquitectónica	40%	20%	50%	60 – 70%

Tabla 25: Valores límite de las pérdidas por orientación e inclinación y sombras.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

El cálculo de estas pérdidas determina si la orientación e inclinación de la instalación fotovoltaica, aunque no se encuentre en las condiciones óptimas, se halle dentro de los límites que hacen que la instalación sea razonablemente rentable.

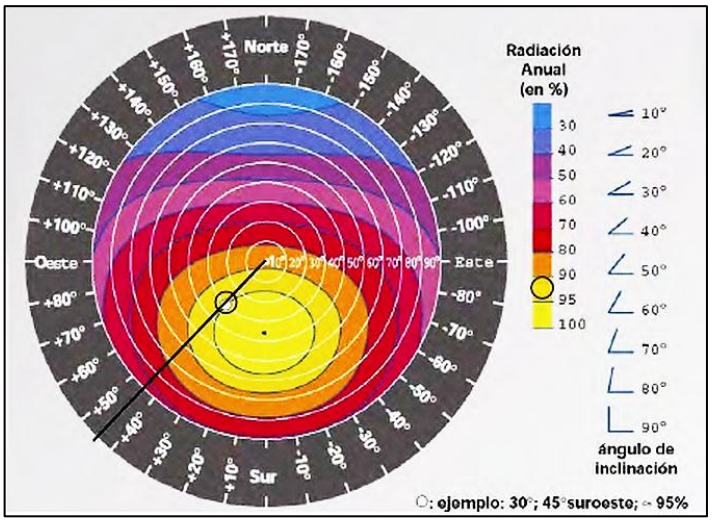


Figura 153: Rendimiento de un generador fotovoltaico en función de la orientación e inclinación con respecto a la orientación e inclinación óptimas.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

Se parte del dato del ángulo del acimut (α) del generador fotovoltaico y se calculan los límites de inclinación aceptables mostrados en la *Tabla 25*, para ello se utiliza el diagrama de la *(Figura 153)* que es válido para una latitud de 41º.

En el esquema se presentan los ejes radiales que simbolizan los posibles ángulos de acimut (α) del generador fotovoltaico, desde la orientación Sur (0º) hasta el Norte (180º), pasando por los valores negativos de orientaciones Este y los valores positivos de orientaciones Oeste. Las elipses concéntricas representan todas las posibles inclinaciones (β), desde la horizontal (0º) hasta la vertical (90º). (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

Para conocer entonces las inclinaciones máximas y mínimas que puede adoptar el generador fotovoltaico, se buscan las intersecciones sobre la línea o eje radial que coincide con el ángulo acimut (α) y los bordes del área, según sea el tipo de la instalación. (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

Las mencionadas intersecciones representan los valores límites de inclinación. En el caso de que no hubiere intersecciones significa que las pérdidas son mayores a las permitidas y la instalación se encuentra fuera del rango permitido.

No todos los sistemas fotovoltaicos están en la latitud 41º, como es el caso de Ecuador por ende existe una corrección de dichas intersecciones con las fórmulas siguientes:

- Inclinación máxima para una latitud diferente a 41º.

$$\beta máx = \beta máx_{\phi=41^\circ} - (41 - \phi) \text{ Ec. [9]}$$

- Inclinación mínima para una latitud diferente a 41º.

$$\beta mín = \beta mín_{\phi=41^\circ} - (41 - \phi) \text{ Ec. [10]}$$

Donde:

$\beta máx$ = inclinación máxima para latitud ϕ (º).

$\beta máx_{\phi=41^\circ}$ = inclinación máxima para latitud 41º (º).

$\beta mín$ = inclinación mínima para latitud ϕ (º).

$\beta mín_{\phi=41^\circ}$ = inclinación mínima para latitud 41º (º).

ϕ = latitud del lugar (º).

Para comprobar los límites de las inclinaciones se tiene las siguientes fórmulas:

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3{,}5 * 10^{-5}\alpha^2]\ ;\ \text{para}\ 15° < \beta < 90°\ \text{Ec. [11]}$$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2]\ ;\ \text{para}\ \beta \leq 15°\ \text{Ec. [12]}$$

β = inclinación del generador fotovoltaico (º).
α = orientación o acimut del generador fotovoltaico (º).

3.7.1.5 Dimensionado del inversor

En el apartado sobre normas y legislación, se explica cuáles son las características que tiene que poseer un inversor conectado a red, respetado los niveles de pérdidas, eficiencia, frecuencia, voltajes y corrientes, etc.

Aquí se hablará como dimensionar el inversor y la comprobación de que sus características estén dentro de las normas y su normal funcionamiento.

Para empezar con el dimensionamiento se debe asumir un aspecto fundamental, que es si se va a utilizar un inversor monofásico o trifásico.

Si se revisa el apartado 3.6.3.2, se tendrá las especificaciones para la elección del inversor, y en función de esta norma, en las instalaciones de hasta 5 kW de potencia nominal, el inversor es monofásico. En instalaciones de más de 5 kW de potencia nominal la conexión a la red es trifásica y la potencia debe repartirse lo más equitativamente posible entres las fases, sin superar la diferencia de potencia de alimentación entre dos fases los 5 kW. (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, n.d.)

Continuando con el dimensionamiento la otra parte es elegir la configuración de conexión del o los inversores, para ello existen varias opciones:

- Separar el generador fotovoltaico en varios grupos *(Figura 154)*, que serían como unos subgeneradores, que permiten usar inversores monofásicos de hasta 5 kW, conectados a las tres fases de una manera balanceada.

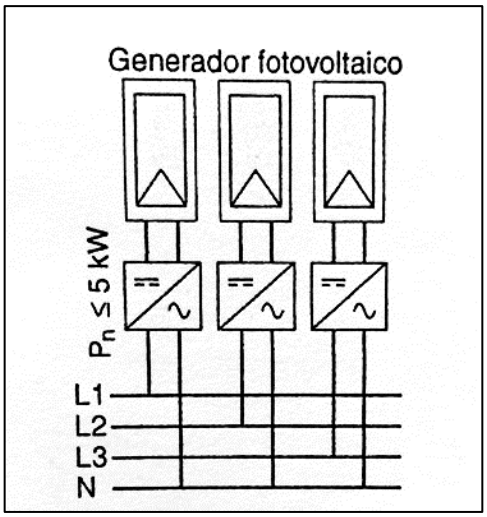


Figura 154: Inversores monofásicos conectados a la red trifásica.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

- Emplear un inversor multicadena trifásico *(Figura 155).* Es una opción económica para potencias nominales de 8 a 12 kW.

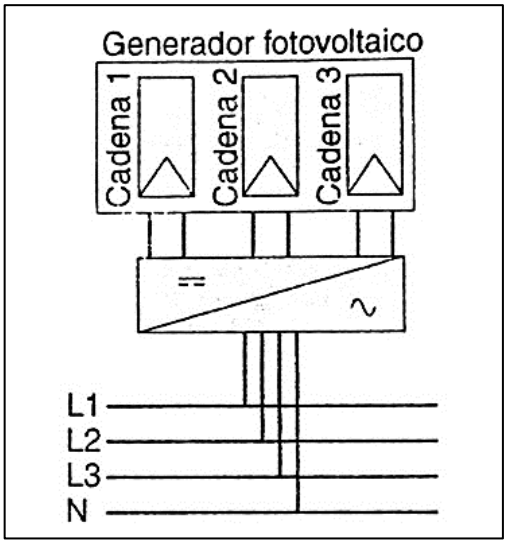


Figura 155: Inversor multicadena trifásico.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

- Utilizar un inversor central trifásico *(Figura 156).* Hay inversores centrales de 10 kW, aunque lo más frecuente es emplear esta opción a partir de 30 kW.

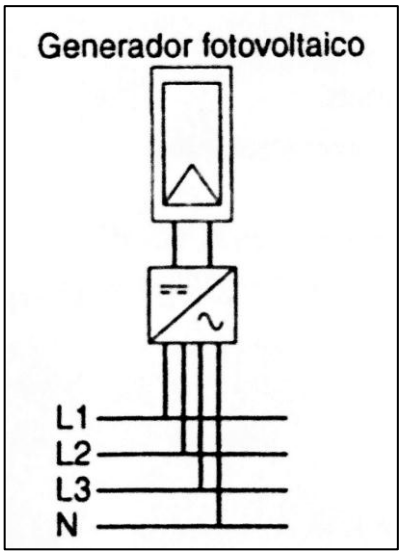


Figura 156: Inversor central trifásico.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

- Usar varios inversores trifásicos en paralelo *(Figura 157).* Cuando se tiene generadores de mucha potencia se emplea esta opción y consiste en separar el generador fotovoltaico en grupos para mejorar su confiabilidad.

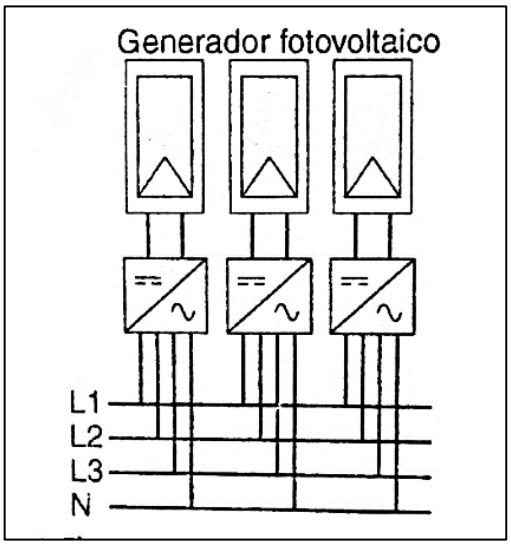


Figura 157: Inversores trifásicos en paralelo.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

Decidido la configuración de conexión del o los inversores, se dimensiona el inversor teniendo en cuenta la tensión nominal de entrada que debe ser la misma del generador fotovoltaico (12,24 o 48 V).

Para la potencia nominal del inversor se aplica el criterio de que la suma de todas las potencias de los receptores que puedan funcionar de forma simultánea no sobrepase dicha potencia nominal. (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

En los inversores para conexión a red se debe cumplir varias condiciones para que sean adecuados e incrementen confiabilidad al sistema fotovoltaico.

- Potencia nominal (P_{inv}). Debe estar entre el 80% y 90% de la potencia del generador fotovoltaico ($P_{G\ máx}$).

$$P_{inv} = 0{,}8 \ldots 0{,}9\ P_{G\ máx} \quad \text{Ec. [13]}$$

- Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor. Este rango debe contener los valores máximo y mínimo que puede entregar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia a una temperatura de -20°C y 60°C o a las que resultaran especificadas en los manuales del fabricante.

$$U_{inv\ mín} \leq U_{G_{MPP(60°C)}} \quad \text{Ec. [14]}$$

$$U_{inv\ máx} \geq U_{G_{MPP(-20°C)}} \quad \text{Ec. [15]}$$

- Tensión máxima ($U_{max\ vacío}$). El inversor debe soportar la tensión máxima que puede entregar el generador fotovoltaico en circuito abierto.

$$U_{max\ vacío} \geq U_{G_{OC}(-20°C)} \quad \text{Ec. [16]}$$

- Intensidad máxima ($I_{inv\ máx}$). El inversor debe soportar la intensidad de cortocircuito que puede entregar el generador fotovoltaico.

$$I_{inv\ máx} \geq I_{G_{SC(60°C)}} \quad \text{Ec. [17]}$$

3.7.1.6 Dimensionamiento de los conductores en un sistema fotovoltaico conectado a la red

Para elegir un conductor primeramente se debe conocer, donde va a ser instalado y que corriente va a circular por él, en el caso de los sistemas fotovoltaicos las condiciones y especificaciones sobre los tipos de cable que se usa están detallados en el inciso 3.5.3.3.

Luego de conocer las normativas y especificaciones se encuentra el calibre del conductor para los diferentes tramos, que unen los equipos que conforman el sistema fotovoltaico.

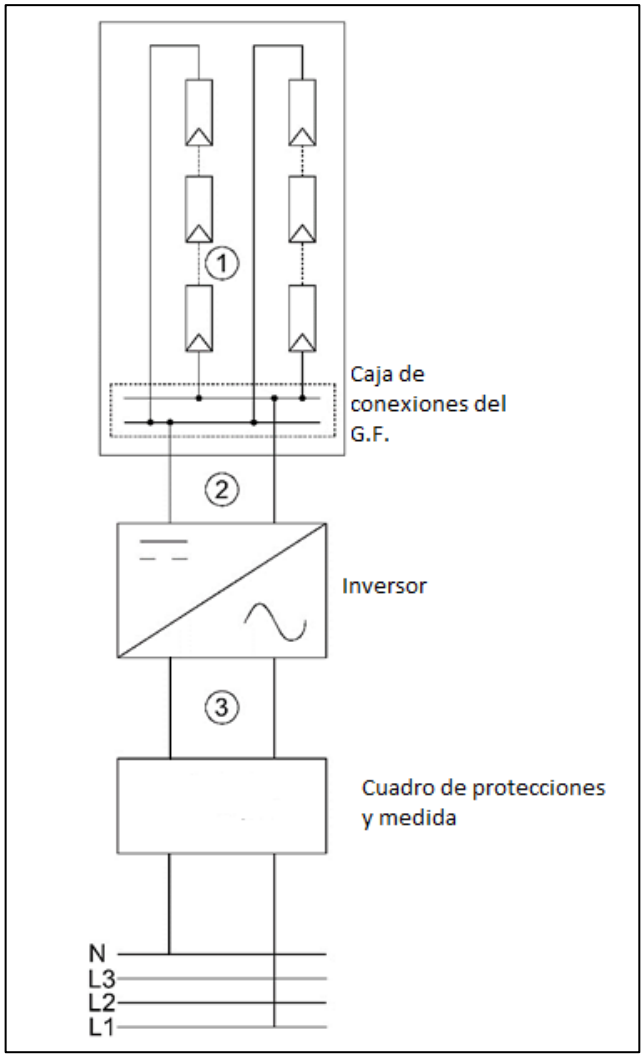


Figura 158: Tramos de línea en un sistema fotovoltaico conectado a la red.
Fuente: Autores, (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

En la *(Figura 158)* se muestra los tramos de línea característicos de una instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

- Conexión de los módulos conectados en serie de cada rama a la caja de conexiones del generador fotovoltaico. (1)
- Conexión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al inversor. (2)
- Conexión del inversor con la caja o cuadro de protecciones o medida. (3)

Como se dijo anteriormente, lo que se debe considerar es la corriente que va a transitar por dicho conductor, por ende las corrientes a estimar en cada tramo de línea son:

- En el tramo 1, la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico en condiciones normales, se tiene que tomar cuenta que es un circuito CC.
- En el tramo 2, la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones normales, se tiene que tomar cuenta que es un circuito CC.
- En el tramo 3, la corriente de salida del inversor para su potencia nominal y su tensión nominal de AC. Aquí se debe tener en cuenta que es un circuito de AC por lo tanto puede ser monofásico o trifásico, esto depende de la potencia nominal de la instalación. (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

Para todos los tramos de línea se debe multiplicar el valor de la intensidad por 1,25 en cumplimiento con las normativas referentes a la construcción de sistemas fotovoltaicos en Ecuador.

En lo referente en caída de tensión no debe sobrepasar el 3%, esta caída debe ser repartida en cada tramo, una ayuda muy buena puede ser repartir este valor en proporción a todas las longitudes.

- Tipos de instalación

- Tramo de línea 1, se utiliza cable al aire sobre superficie o una bandeja perforada o canal con tapa.
- Tramo de línea 2, se usa cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada o cable en el interior de tubo o canal cerrado en instalaciones fotovoltaicas con el generador sobre tejado o pared.
- Tramo de línea 3, este tramo está en interior y se usa cable en el interior de tubo o canal cerrado. (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

- Cálculo de la sección por caída de tensión.

Se aplica la fórmula de cálculo correspondiente teniendo en cuenta si la línea es trifásica, monofásica o de CC.

- Monofásica y CC

$$S = \frac{200 * l * P}{\Delta V\% * V^2 * \gamma_\theta} \quad \text{En función de P Ec. [18]}$$

$$S = \frac{200 * l * I * cos\varphi}{\Delta V\% * V * \gamma_\theta} \quad \text{En función de I y cosφ Ec. [19]}$$

- Trifásica

$$S = \frac{100 * l * P}{\Delta V\% * V^2 * \gamma_\theta} \quad \text{En función de P Ec. [20]}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} * 100 * l * I * cos\varphi}{\Delta V\% * V * \gamma_\theta} \quad \text{En función de I y cosφ Ec. [21]}$$

S = sección del conductor (mm^2).

γ_θ = conductividad del conductor a la temperatura de servicio θ previstas ($s.m/mm^2$).

l = longitud de la línea (m).

$\Delta V\%$ = caída de tensión máxima permitida en porcentaje de la tensión de la línea (V).

P = potencia activa transportada por la línea (W).

V = tensión de la línea (400 V en trifásica, 230 V en monofásico y 12 o 24 V en CC) (V).

I = intensidad prevista en la línea (A).

$Cos\ \varphi$ = factor de potencia de la carga al final de la línea.

- Cálculo por calentamiento.

Se deben aplicar factores de corrección a la intensidad calculada si:

- La temperatura ambiente es diferente de 40°C en los tramos de instalación al aire o 25°C en los tramos de instalación enterrada. Se aplican los factores de corrección de la *Tabla 26.*
- También se debe considerar que por un mismo canal no siempre va un solo cable por ende los factores de corrección son véase *Tabla 27.*
- La línea está expuesta a la radiación solar (factor de corrección 0,9). (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURA AMBIENTE DIFERENTES DE 40° C A APLICAR A LOS VALORES DE LAS INTENSIDADES ADMISIBLES PARA CABLES AL AIRE															
Aislamiento	Temperatura Ambiente (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
PVC	1,41	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	-	-	-	-
XLPE, EPR	1,26	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55	0,45

Tabla 26: Factor de corrección para instalaciones al aire y temperatura distinta de 40°C.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTOS DE VARIOS CIRCUITOS O DE VARIOS CABLES MULTICONDUCTORES A APLICAR A LOS VALORES DE LAS INTENSIDADES ADMISIBLES										
Punto	Disposición de los cables	Número de circuitos de cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados sobre una superficie al aire, empotrados o embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o bandejas sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada bajo techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal y vertical	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre escaleras de cable, abrazaderas,etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Tabla 27: Factor de corrección por agrupamiento de conductores.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

Método de instalación	**Sección (mm2)**	**Número de conductores de cobre cargados y de tipo aislamiento**				**Número de conductores de aluminio cargados y tipo de aislamiento**			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3	PVC2	PVC 3	XLPE2	XLPE3
D	1,5	20,5	17	24,5	21				
	2,5	27,5	22,5	32,5	27,5	20,5	17	24,5	21
	4	36	29	42	35	27,5	22,5	32,5	27,5
	6	44	37	53	44	34	28	40	34
	10	59	49	70	58	45	38	53	45
	16	76	63	91	75	58	49	70	58
	25	98	81	116	96	76	62	89	74
	35	118	97	140	117	91	76	107	90
	50	140	115	166	138	107	89	126	107
	70	173	143	204	170	133	111	156	132
	95	205	170	241	202	157	131	185	157

	120	233	192	275	230	179	149	211	178
	150	264	218	311	260	202	169	239	201
	185	296	245	348	291	228	190	267	226
	240	342	282	402	336	263	218	309	261
	300	387	319	455	380	297	247	349	295

Tabla 28. Intensidades admisibles en conductores de instalaciones al aire y enterradas.
Fuente: (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012).

3.7.1.7 Dimensionamiento de los aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico

El dimensionamiento de las protecciones y dispositivos de maniobra, están regulados por la norma ecuatoriana de construcción NEC-11, en la sección de diseño y construcción de sistemas fotovoltaicos, en ella describe las especificaciones, límites permitidos, caídas de tensión, etc., que deben cumplir las diferentes protecciones del sistema, ver inciso 3.5.3.5.

Para el presente proyecto se proporcionan fórmulas que permiten calcular las diferentes protecciones en las distintas partes que conforman el sistema fotovoltaico. Ver *(Figura 158).*

- Protección del generador fotovoltaico.

Para las protecciones del generador fotovoltaico, se usa fusibles en bases portafusibles seccionables, debido que en su mayoría se tiene fácil acceso a la caja de conexiones.

- Calibre de los fusibles.

$$I_F = 1{,}5 \ldots\ldots\ldots 2 * I_{SC} \text{ Ec. [22]}$$

- Tensión asignada

$$V_F \geq 1{,}2 * V_{GOC} \text{ Ec. [23]}$$

- Interruptor general del generador

Se pondrá un interruptor que cumpla las siguientes características

- Intensidad nominal

$$I_n \geq I_{G_{SC}} \text{ Ec. [24]}$$

- Tensión Nominal

$$V_n \geq V_{G_{OC}} \quad \text{Ec. [25]}$$

  - Protección del inversor

Se colocará un interruptor automático bipolar y un interruptor diferencial bipolar de 30mA de sensibilidad que tienen que cumplir las características de salida del inversor.

- Intensidad nominal:

$$I_n \geq I_{inv\,AC} \quad \text{Ec. [26]}$$

- Tensión nominal:

$$V_n \geq V_{inv\,AC} \quad \text{Ec. [27]}$$

3.7.2 Factores Ambientales

Debido a que los módulos fotovoltaicos, sus conexiones y estructura de soporte, se encuentran ubicados completamente a la intemperie, requieren que al momento de seleccionar los materiales de instalación, se cumpla con las normas vigentes y especificaciones de los fabricantes, para que los mismos puedan soportar los diversos estragos ambientales y así garantizar la vida útil para la que fueron diseñados. Existen dos factores ambientales que tienen gran efecto en el comportamiento de los paneles solares, la intensidad de la radiación solar y la temperatura. La variación de estas magnitudes hace que se modifiquen los parámetros característicos de corriente en cortocircuito, tensión en circuito abierto y potencia máxima.

La corriente varía con la intensidad de radiación en forma directamente proporcional, es por tal razón que si aumenta la intensidad de radiación solar, esta contribuye al aumento de la corriente de cortocircuito y a una disminución de la tensión en circuito abierto, la potencia máxima aumenta al aumentar la intensidad de la radiación.

En cambio el aumento de temperatura del módulo fotovoltaico produce una reducción de la tensión de circuito abierto y en la potencia máxima una variación en forma directamente proporcional con relación a estos parámetros, por otro lado la corriente de circuito abierto es indiferente a la variación de la temperatura.

Por tal motivo para los lugares con temperaturas ambientes muy altas se deben emplear módulos que tienen mayor número de celdas en serie, para asegurar que funcionen correctamente.

Otro factor que no se debe restar importancia es la lluvia ya que puede aumentar la velocidad de oxidación de los componentes metálicos de la instalación fotovoltaica; por esta razón es necesario que los elementos que pueden sufrir cambios por las lluvias deben ser elementos estancos, con el fin de evitar posibles cortocircuitos y deterioro en la instalación. Además es aconsejable que los módulos solares dispongan de una caja de conexión hermética, en el caso de tener terminales que estén desnudos, estos deben ser protegidos mediante capuchones de goma después de la conexión. (Sanz López-Argumedo, 2009), (Michell Paulina Restrepo Segura, 2013)

3.8 DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE ACUERDO AL ANÁLISIS DE LA RADIACIÓN SOLAR Y ÁREA DE LAS VIVIENDAS EN EL CANTÓN CUENCA

3.8.1 Diseño de sistema fotovoltaico en vivienda típica del cantón Cuenca sector urbano

3.8.1.1 Situación y emplazamiento

La vivienda a analizar se encuentra ubicada en la zona urbana, en la parroquia Yanuncay del Cantón Cuenca, localizada en la calle Pedro Calderón de la Barca 4-111 y la Av. Francisco de Orellana.

- Latitud: 2°54'30.88"S
- Longitud: 79° 1'28.57"O

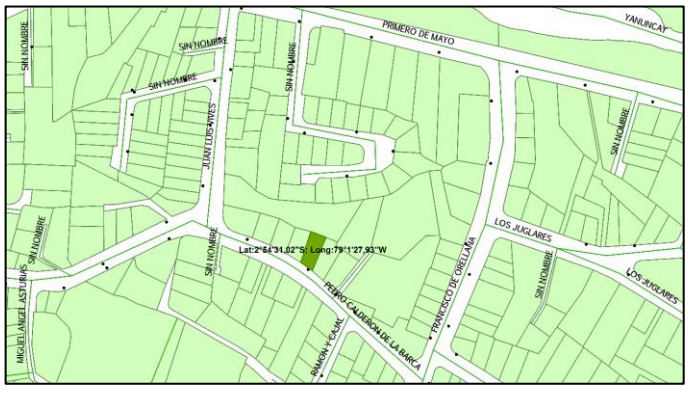
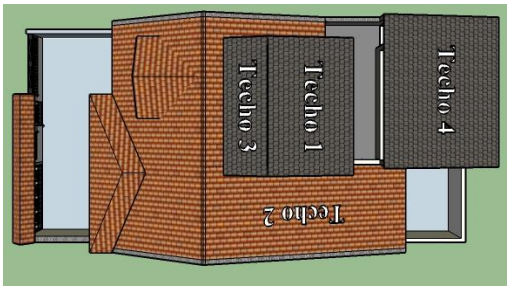


Figura 159: Ubicación de la vivienda típica en el sector urbano.
Fuente: Propia de los Autores.

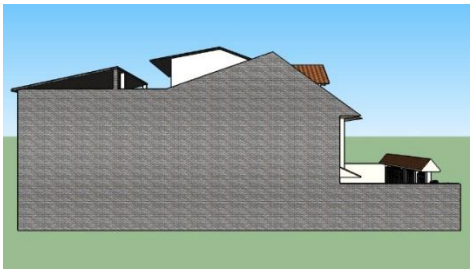
Figura 160: Vista frontal de la vivienda escogida para el diseño.
Fuente: Propia de los Autores.

3.8.1.2 Cálculo y diseño del sistema fotovoltaico para una vivienda del sector urbano

a) Vista Frontal.



b) Vista Superior.



c) Vista lateral Derecha.

d) Vista Lateral Izquierda.

Figura 161: Vistas de la vivienda ubicada en la parroquia Yanuncay.
Fuente: Propia de los Autores.

Característica Eléctrica / Física	Descripción
Marca	SIMAX
Modelo	SM636-150
Tipo de celda solar	Monocristalina, 156mm x 156mm
Número de células	36 pcs
Tamaño del módulo	1482 x 676 x 35 mm

Peso del módulo	12 kg
Potencia Máxima $P_{MPP\ STC}$	150 W
Tolerancia	+ 2%
Tensión en máximo punto de potencia $U_{MPP\ STC}$	18,1 V
Corriente en punto de máxima potencia $I_{MPP\ STC}$	8,42 A
Tensión de cortocircuito $U_{OC\ STC}$	22,6 V
Corriente de Cortocircuito $I_{SC\ STC}$	8,88 A
Coeficiente de Potencia $\alpha_K(P_{MPP})$	-0,5 ± 0,05 %/K
Coeficiente de Voltaje $\beta_K(U_{OC})$	-0,35 ± 0,01 %/K
Coeficiente de Corriente $\varphi_K(I_{SC})$	0,06 ± 0,01 %/K

Tabla 29: Especificaciones técnicas de fábrica del módulo elegido en condiciones STC: Irradiance 1000 W/m²; Spectrum AM 1,5; Cell Temperature 25°C, Wind 0 m/s.
Fuente: Datasheet del fabricante (SIMAX) del módulo.

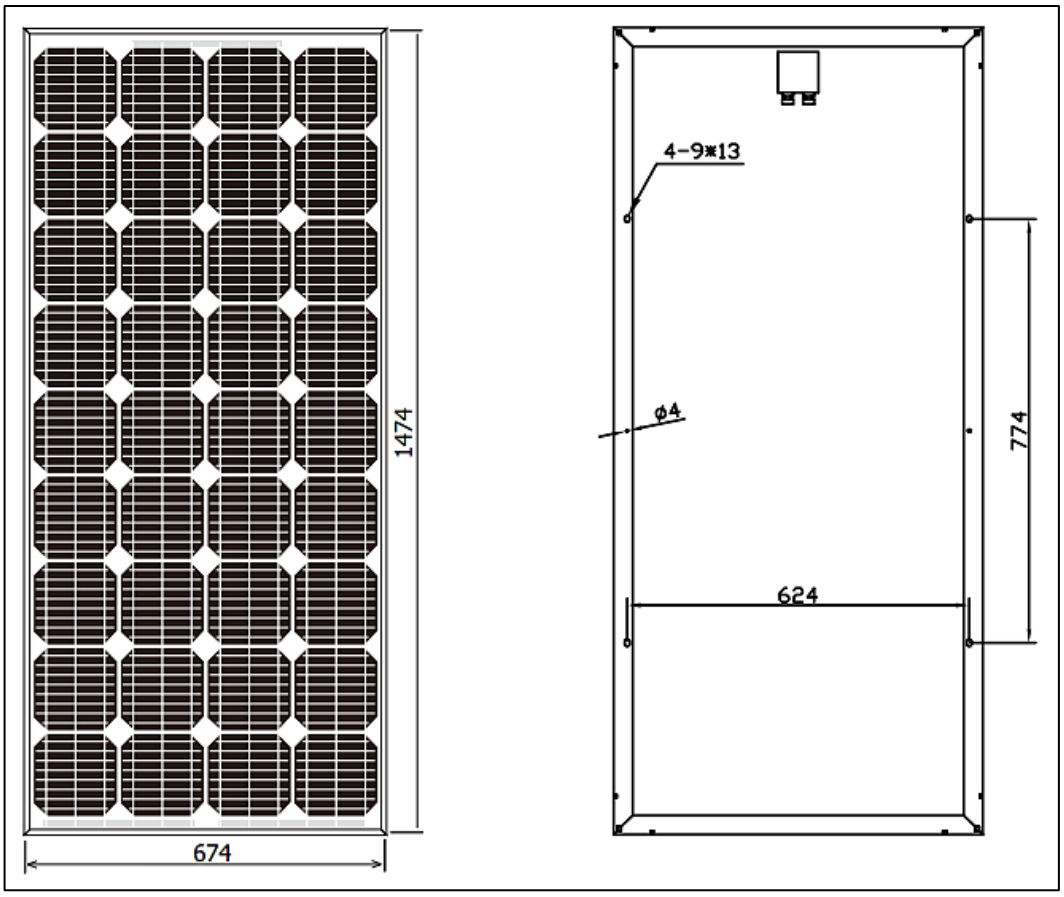


Figura 162: Dimensiones y terminales de conexión del módulo fotovoltaico.
Fuente: Datasheet del fabricante (SIMAX) del módulo.

3.8.1.2.1 Cálculos en función del área del techo 1

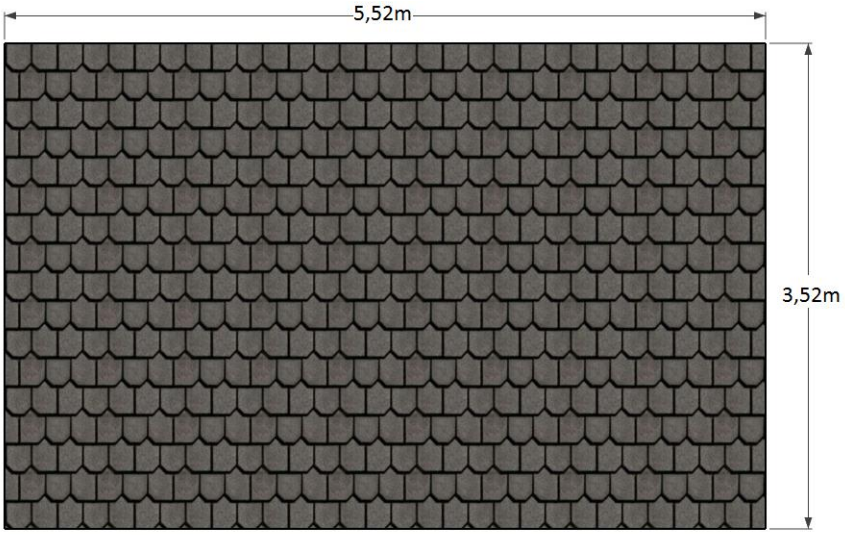


Figura 163: Dimensiones del Techo 1 de la vivienda.
Fuente: Propia de los Autores.

Superficie del tejado $S = l * a$

$$S = 5{,}52m * 3{,}52m = 19{,}44\ m^2$$

Debido a que la tecnología que se va a utilizar son los paneles monocristalinos y según la *Tabla 24* el rango que se ocupa es de 6 a 9 m^2/kW. Se obtendrá potencia máxima.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{6 \ldots \ldots 9}$$

$$P_{G\ máx} = \frac{19{,}44}{6 \ldots \ldots 9} = 3{,}24 \ldots \ldots 2{,}16\ kW$$

Ahora se procede a encontrar el número de módulos con potencia nominal de 150 W

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}}$$

$$N = \frac{3{,}24 \ldots \ldots 2{,}16}{0{,}150} = 21{,}6 \ldots \ldots .14{,}4$$

Se pueden instalar entre 15 y 22 módulos.

Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{5{,}52m}{0{,}676m} = 8{,}165$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} = \frac{3{,}52m}{1{,}482m} = 2{,}357$$

Caben: $8 * 2 = 16$ módulos en posición vertical.

En la (*Figura 164)* se muestra la disposición de los módulos de forma vertical sobre el techo 1.

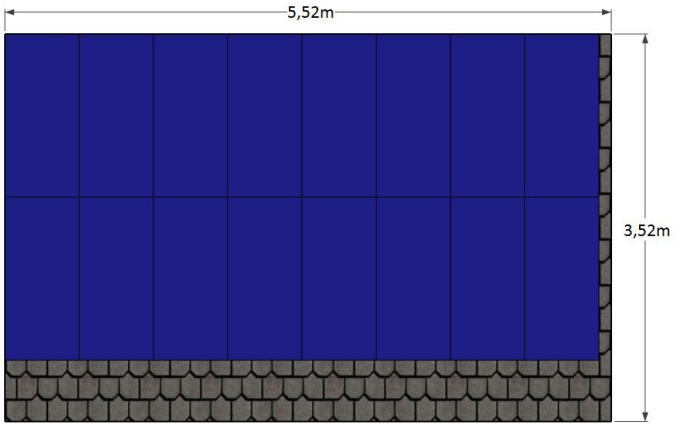


Figura 164: Disposición vertical de los módulos en el techo 1.
Fuente: Propia de los Autores.

- Montaje de los módulos en posición Horizontal

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{5{,}52\ m}{1{,}482\ m} = 3{,}725$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} = \frac{3{,}52m}{0{,}676\ m} = 5{,}20$$

Caben: $3 * 5 = 15$ módulos en posición horizontal

En la (*Figura 165*) se muestra la cantidad de módulos fotovoltaicos que entran en el techo 1 en forma horizontal.

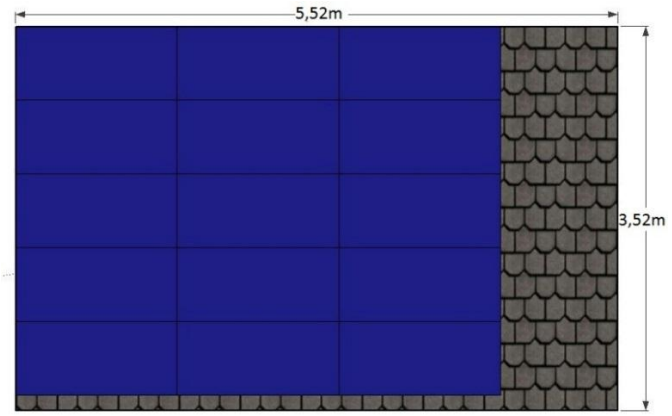


Figura 165: Disposición horizontal de los módulos Techo 1.
Fuente: Propia de los Autores

Por lo tanto se elige la configuración que tenga el mayor número de paneles es decir 16 módulos fotovoltaicos en forma horizontal.

El inciso anterior determina la potencia máxima que se puede generar con esta parte del techo de la vivienda elegida, entonces se tiene:

$$P_{G\ máx} = N * Pmáx$$

$$P_{G\ máx} = 16 * 150W = 2400\ W = 2{,}4kW$$

3.8.1.2.2 Cálculos en función del área del techo 2

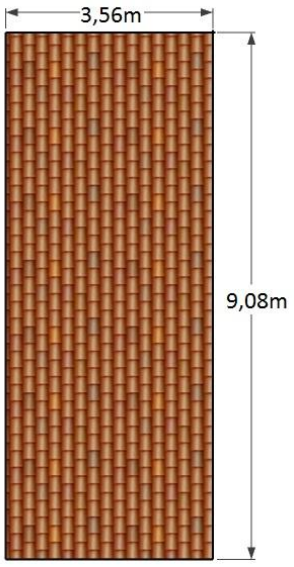


Figura 166: Dimensiones del Techo 2 de la vivienda.
Fuente: Propia de los Autores

Superficie del tejado $S = l * a = 3{,}56 * 9{,}08m = 32.32\ m^2$

Debido a que la tecnología que se va a utilizar son los paneles monocristalinos y según la *Tabla 24*, el rango que se ocupa es de 6 a 9 m^2/kW. Se obtendrá la potencia máxima.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{6 \ldots \ldots 9}$$

$$P_{G\ máx} = \frac{32{,}32}{6 \ldots \ldots 9} = 5{,}38 \ldots \ldots 3{,}59\ kW$$

Ahora se procede a encontrar el número de módulos con potencia nominal de 150 W

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}}$$

$$N = \frac{5{,}38 \ldots \ldots 3{,}59}{0{,}150} = 35{,}86 \ldots \ldots 23{,}93$$

Se pueden instalar entre 24 y 35,86 módulos en el techo Nº 2.

Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{3{,}56\ m}{0{,}676m} = 5{,}26$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} = \frac{9{,}08\ m}{1{,}482m} = 6{,}127$$

Caben: $5 * 6 = 30$ módulos en posición vertical.

En la *(Figura 167)* se muestra la disposición de los módulos de forma vertical sobre el techo 2.

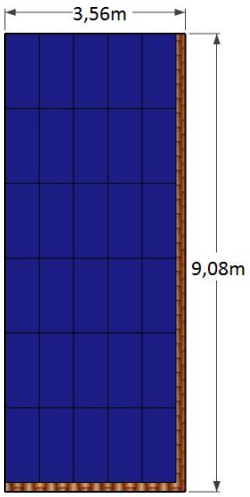


Figura 167: Disposición vertical de los módulos Techo 2.
Fuente: Propia de los Autores

- Montaje de los módulos en posición Horizontal

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{3{,}56\ m}{1{,}482\ m} = 2{,}40$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} = \frac{9{,}08m}{0{,}676\ m} = 13{,}43$$

Caben: $2 * 13 = 26$ módulos en posición horizontal sobre el Techo Nº 2.

En la *(Figura 168)* se muestra la cantidad de módulos fotovoltaicos que entran en el techo 2 en forma horizontal.

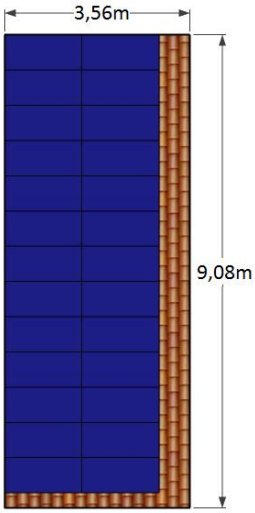


Figura 168: Disposición horizontal de los módulos Techo 2.
Fuente: Propia de los Autores

Por lo tanto se elige la configuración que tenga el mayor número de paneles es decir 30 módulos fotovoltaicos en forma horizontal, por el arreglo del inversor se coge 28 módulos.

El inciso anterior determina la potencia máxima que se puede generar con esta parte del techo de la vivienda elegida, entonces se tiene:

$$P_{G\ máx} = N * Pmáx$$

$$P_{G\ máx} = 28 * 150W = 4200\ W = 4{,}2kW$$

3.8.1.2.3 Cálculos en función del área del techo 3

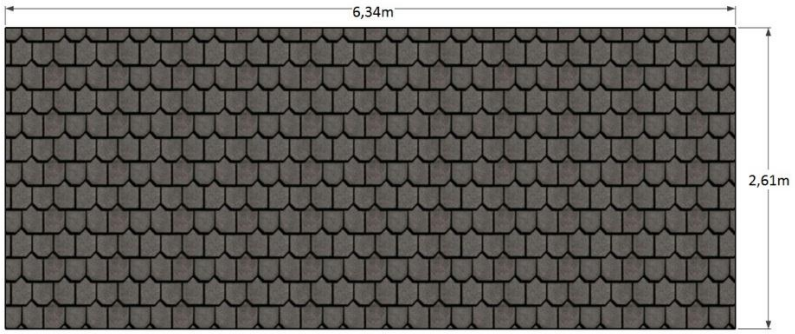


Figura 169: Dimensiones del Techo 3 de la vivienda.
Fuente: Propia de los Autores.

Superficie del tejado $S = l * a = 6{,}34 * 2{,}61m = 16{,}55\ m^2$

Debido a que la tecnología que se va a utilizar son los paneles monocristalinos y según la *Tabla 24*, el rango que se ocupa es de 6 a 9 m^2/kW. Se obtendrá potencia máxima.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{6 \ldots \ldots 9}$$

$$P_{G\ máx} = \frac{16{,}55}{6 \ldots \ldots 9} = 2{,}758 \ldots \ldots 1{,}83\ kW$$

Ahora se procede a encontrar el número de módulos con potencia nominal de 150 W

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}}$$

$$N = \frac{2{,}758 \ldots \ldots 1{,}83}{0{,}150} = 18{,}386 \ldots \ldots 12{,}25$$

Se pueden instalar entre 12 y 18 módulos.

Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{6{,}34m}{0{,}676m} = 9{,}37$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} = \frac{2{,}61\ m}{1{,}482m} = 1{,}76$$

Caben: $9 * 1 = 9$ módulos en posición vertical.

En la *(Figura 170)* se muestra la disposición de los módulos de forma vertical sobre el techo 3.

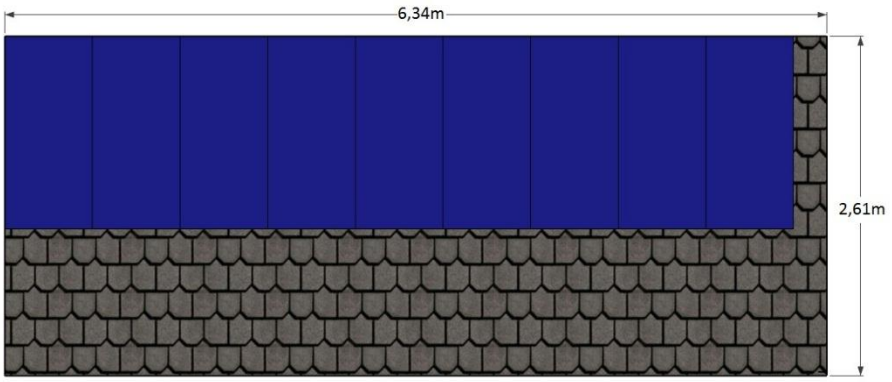


Figura 170: Disposición vertical de los módulos Techo 3.
Fuente: Propia de los Autores.

- Montaje de los módulos en posición Horizontal

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{6{,}34\ m}{1{,}482\ m} = 4{,}278$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} = \frac{2{,}61m}{0{,}676\ m} = 3{,}86$$

Caben: $4 * 3 = 12$ módulos en posición horizontal

En la *(Figura 171)* se muestra la cantidad de módulos fotovoltaicos que entran en el techo 3 en forma horizontal.

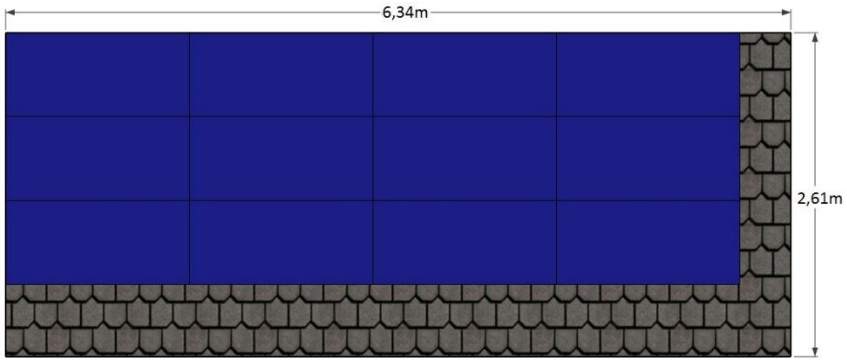


Figura 171: Disposición horizontal de los módulos Techo 3.
Fuente: Propia de los Autores

Por lo tanto se elige la configuración que tenga el mayor número de paneles es decir 12 módulos fotovoltaicos en forma horizontal.

El inciso anterior determina la potencia máxima que se puede generar con esta parte del techo de la vivienda elegida, entonces se tiene:

$$P_{G\ máx} = N * Pmáx$$

$$P_{G\ máx} = 12 * 150W = 1800\ W = 1{,}8\ kW$$

3.8.1.2.4 Cálculos en función del área del techo 4

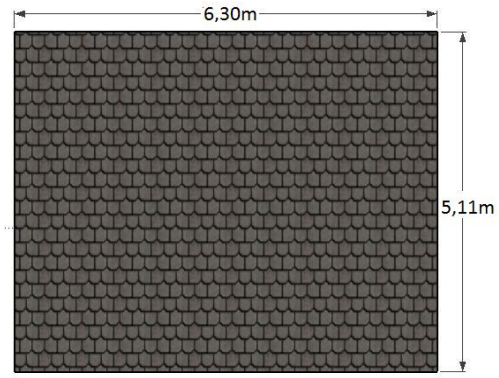


Figura 172: Dimensiones del Techo 4 de la vivienda.
Fuente: Propia de los Autores

Superficie del tejado $S = l * a = 6{,}30 * 5{,}11m = 32{,}193\ m^2$

Debido a que la tecnología que se va a utilizar son los paneles monocristalinos y según la *Tabla 24*, el rango que se ocupa es de 6 a 9 m^2/kW. Se obtendrá potencia máxima.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{6 \dots \dots 9}$$

$$P_{G\ máx} = \frac{32{,}193}{6 \dots \dots 9} = 5{,}365 \dots \dots 3{,}577\ kW$$

Ahora se procede a encontrar el número de módulos con potencia nominal de 150 W

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}}$$

$$N = \frac{5{,}365 \dots \dots .3{,}577}{0{,}150} = 35{,}76 \dots \dots .23{,}84$$

Se pueden instalar entre 24 y 36 módulos.

Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{6{,}30m}{0{,}676m} = 9{,}32$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} = \frac{5{,}11\ m}{1{,}482m} = 3{,}448$$

Caben: $9 * 3 = 27$ módulos en posición vertical.

En la *(Figura 173)* se muestra la disposición de los módulos de forma vertical sobre el techo 4.

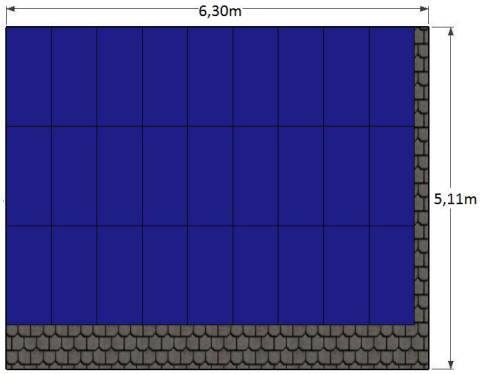


Figura 173: Disposición vertical de los módulos Techo 4.
Fuente: Propia de los Autores

- Montaje de los módulos en posición Horizontal

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{6{,}30\ m}{1{,}482\ m} = 4{,}25$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} = \frac{5{,}11m}{0{,}676\ m} = 7{,}55$$

Caben: $4 * 7 = 28$ módulos en posición horizontal

En la *(Figura 174)* se muestra la cantidad de módulos fotovoltaicos que entran en el techo 4 en forma horizontal.

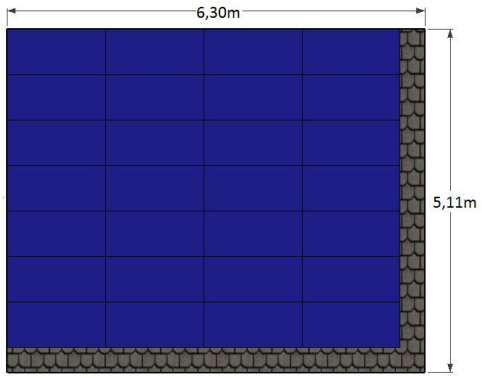


Figura 174: Disposición horizontal de los módulos Techo 4.
Fuente: Propia de los Autores

Por lo tanto se elige la configuración que tenga el mayor número de paneles es decir 28 módulos fotovoltaicos en forma horizontal.

El inciso anterior determina la potencia máxima que se puede generar con esta parte del techo de la vivienda elegida, entonces se tiene:

$$P_{G\ máx} = N * Pmáx$$

$$P_{G\ máx} = 28 * 150W = 4200\ W = 4{,}2kW$$

3.8.1.2.5 Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación

El generador fotovoltaico será instalado sobre el tejado de una vivienda situada en Cuenca, latitud 2°, y con una orientación de 79º hacia el oeste.

Mediante el diagrama del rendimiento de un generador fotovoltaico en función de la orientación e inclinación con respecto a la orientación e inclinación óptimas y las condiciones en las que se encuentra el presente diseño, se tiene:

$\beta max_{\phi=41^\circ} = 40^\circ$
$\beta min_{\phi=41^\circ} = 19^\circ$

- Inclinación máxima para la latitud 2º

$$\beta max = 40 - (41 - 2) = 40 - 39 = 1^\circ$$

- Inclinación mínima para la latitud 2º

$$\beta min = 19 - (41 - 2) = 19 - 39 = -20^\circ$$

- Comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación del techo 1

$\beta = 13^\circ$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(13 - 2 + 10)^2]$$
$$Pérdidas\ (\%) = 5{,}292\ \%$$

Como se puede observar las pérdidas son de 5,292 %, es decir menores al 10% permitido.

- Comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación del techo 2

$\beta = 19^\circ$
$\alpha = 18^\circ$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(19 - 2 + 10)^2 + 3{,}5 * 10^{-5}18^2]$$
$$Pérdidas\ (\%) = 9{,}882\ \%$$

Como se puede observar las pérdidas son de 9,882 %, es decir menores al 10% permitido.

- Comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación del techo 3

$\beta = 10°$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(10 - 2 + 10)^2]$$

$$Pérdidas\ (\%) = 3{,}888\ \%$$

Como se puede observar las pérdidas son de 3,888 %, es decir menores al 10% permitido.

- Comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación del techo 4

$\beta = 12°$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(12 - 2 + 10)^2]$$

$$Pérdidas\ (\%) = 4{,}8\ \%$$

3.8.1.2.6 Dimensionamiento del inversor

Luego de analizar los parámetros que se presentan en el inciso 3.6.3.2, se elige el inversor para conexión a red de la marca BLUESOLAR y el modelo GRID INVERTER 4000, debido que se tiene 84 paneles fotovoltaicos que se arreglarán de forma véase *(Figura 154)*, que se repartirán en tres inversores, cada uno con 28 paneles, separados en dos ramas en paralelo de 14 módulos cada una, todo esto con el fin de aumentar redundancia y confiabilidad al sistema fotovoltaico.

Característica Eléctrica / Física	Descripción
Potencia nominal en salida	4000 W
Máxima potencia de entrada	4500 Wp
Voltaje máximo de entrada	550 V
Rango MPP	110 … 530 V
Máxima corriente de entrada	18 A
Factor de potencia	>0,99% de la potencia nominal
Frecuencia nominal AC	60 Hz
Máxima Potencia de salida	4400 W
Voltaje nominal de salida	220 V – 230 V – 240 V
Eficiencia	96.7%
Temperatura de trabajo	-20°C to 60°C
Índice de protección	IP54
Dimensiones	368x475x195 mm
Peso	20.7 Kg

Tabla 30: Especificaciones técnicas de fábrica del inversor elegido en condiciones normales.
Fuente: Datasheet del fabricante (BLUESOLAR) del inversor para conexión a red.

Figura 175: Inversores para conexión a red BLUESOLAR GRID INVERTER 4000.
Fuente: Datasheet del fabricante (BLUESOLAR) del inversor para conexión a red.

- Comprobación que la potencia nominal del inversor (4000 W) cumple la condición 0,8…0,9 $P_{G\ máx\ inv}$

$V_{inv} = N_s * V_p$ Ec. [28]

Donde,

V_{inv} , voltaje del inversor

N_s , número de módulos en serie.

V_p , Voltaje máximo de potencia del módulo fotovoltaico

$V_{inv} = 14 * 18{,}1$

$V_{inv} = 253{,}4\ V$

- Corriente del inversor calculada

$I_{dc} = \frac{P_{inv}}{V_{inv}}$ Ec. [29]

$$I_{dc} = \frac{P_{inv}}{V_{inv}} = \frac{4400\ Wp}{253{,}4\ V}$$

$I_{dc} = 17{,}364\ A$

- Comprobación de número de ramas

$N_p = \frac{I_{dc}}{I_{MPP}}$ Ec. [30]

Donde,

N_p = número de ramas conectadas al inversor.

I_{dc} = corriente calculada del inversor.

I_{MPP} = corriente del módulo fotovoltaico.

$$N_p = \frac{I_{dc}}{I_{MPP}} = \frac{17{,}364\ A}{8{,}42\ A}$$

$$N_p = 2{,}062\ \approx 2$$

- Corriente instalada

$I_{inst} = N_p * I_{MPP}$ Ec. [31]

$$I_{inst} = 2 * 8{,}42 = 16{,}84\ A$$

- Potencia instalada

$P_{inst} = I_{inst} * V_{inv}$ Ec. [32]

$$P_{inst} = I_{inst} * V_{inv} = 16{,}84 * 253{,}4$$

$$P_{inst} = 4267{,}26\ Wp$$

- Comprobación de potencia del inversor menor a la potencia del generador fotovoltaico para garantizar eficiencia

$P_{G\ máx\ inst} = N_{inv} * P_{inst}$ Ec. [33]

Donde,

$P_{G\ máx\ inst}$ = Potencia del generador máxima instalada.

N_{inv} = número de inversores.

$P_{G\ máx\ inst} = N_{inv} * P_{inst} = 3 * 4267{,}26 = 12\ 801{,}76\ Wp = 12{,}8\ kWp$

$P_{inv} = 0{,}8 \ldots 0{,}9 P_{G\ máx} = 0{,}8 \ldots 0{,}9(4267{,}26) = 3413{,}6 \ldots 3840{,}3\ Wp$

Como no existen inversores de esas potencias, se elige un inversor de 4000 Wp.

- Comprobación del rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor.

Se calcula los parámetros del módulo fotovoltaico en el rango de temperaturas -20°C…. 60°C.

- Valor mínimo del rango.

$$U_{MPP(60°C)} = U_{MPP} + \beta(T - 25) \text{ Ec. [34]}$$

$$U_{MPP(60°C)} = 18{,}1 + \left(\frac{-0{,}35 * 22{,}6}{274{,}11}\right)(60 - 25)$$

$$U_{MPP(60°C)} = 17{,}09\ V$$

- Valor máximo del rango.

$$U_{MPP(-20°C)} = U_{MPP} + \beta(T - 25) \text{ Ec. [35]}$$

$$U_{MPP(-20°C)} = 18{,}1 + \left(\frac{-0{,}35 * 22{,}6}{274{,}11}\right)(-20 - 25)$$

$$U_{MPP(-20°C)} = 19{,}399\ V$$

- Tensión máxima en vacío del módulo fotovoltaico.

$$U_{OC(-20°C)} = U_{OC} + \beta(T - 25) \text{ Ec. [36]}$$

$$U_{OC(-20°C)} = 22{,}6 + \left(\frac{-0{,}35 * 22{,}6}{274{,}11}\right)(-20 - 25)$$

$$U_{OC(-20°C)} = 23{,}899\ V$$

- Intensidad máxima del módulo fotovoltaico.

$$I_{SC(60°C)} = I_{SC} + \alpha(T - 25) \text{ Ec. [37]}$$

$$I_{SC(60°C)} = 8{,}88 + \left(\frac{8{,}88 * 0{,}06}{274{,}11}\right)(60 - 25)$$

$$I_{SC(60°C)} = 8{,}948\ A$$

- Parámetros del generador fotovoltaico por cada inversor (2 ramas de 14 módulos).
  - Valor mínimo de rango.

$$U_{G_{MPP(60°C)}} = N_S * U_{MPP} \text{ Ec. [38]}$$

$$U_{G_{MPP(60°C)}} = 14 * 17{,}09$$

$$U_{G_{MPP(60°C)}} = 239{,}26\ V$$

  - Valor máximo del rango

$$U_{G_{MPP(-20°C)}} = N_S * U_{MPP} \text{ Ec. [39]}$$

$$U_{G_{MPP(-20°C)}} = 14 * 19{,}399$$

$$U_{G_{MPP(-20°C)}} = 271{,}586\ V$$

  - Tensión máxima del generador en vacío

$$U_{G_{OC(-20°C)}} = N_S * U_{OC} \text{ Ec. [40]}$$

$$U_{G_{OC(-20°C)}} = 14 * 23{,}899$$

$$U_{G_{OC(-20°C)}} = 334{,}586\ V$$

  - Intensidad máxima del generador fotovoltaico por cada inversor

$$I_{G_{SC(60°C)}} = N_P * I_{SC} \text{ Ec. [41]}$$

$$I_{G_{SC(60°C)}} = 2 * 8{,}948$$

$$I_{G_{SC(60°C)}} = 17{,}896\ A$$

- Se comprueba que cumple las condiciones de:
  - Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor (110 – 530 V).

$$U_{inv\ mín} \leq U_{G_{MPP(60°C)}} \rightarrow\ 110 \leq 239{,}26\ V$$

$$U_{inv\ máx} \geq U_{G_{MPP(-20°C)}} \rightarrow\ 530 \geq 271{,}586\ V$$

  - Tensión máxima en vacío (550 V)

$$U_{max\ vacío} \geq U_{G_{OC}(-20°C)} \rightarrow 550 \geq 334{,}586\ V$$

  - Intensidad máxima (18 A)

$$I_{inv\ máx} \geq I_{G_{SC(60°C)}} \rightarrow 18 \geq 17{,}896\ A$$

Como se observa en los cálculos las características del inversor para conexión a red escogido cumple con las condiciones mencionadas en el inciso 3.6.1.5.

3.8.1.2.7 Dimensionamiento del calibre de los conductores

Recopilación de Datos:

Potencias e intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación.

- Tramos en la 1ínea 1, conexión de los módulos con los inversores. La intensidad de cortocircuito de un módulo en condiciones de fábricas es:

$$Isc = 8{,}88A$$
$$Coeficiente = 1{,}25$$
$$I_1 = 1{,}25 * (8{,}88A) = 11{,}1A$$

  - Tensión máxima de la rama:

$$V_{Gmpp} = N_s * V_{mpp} = 14 * (18{,}1V) = 253{,}4V$$

Rama 1

$$14 * 1{,}482 = 20{,}748m \quad \text{Horizontal}$$

$$3 * 0{,}676 = 2{,}028m \quad \text{Vertical}$$

$$3{,}5 * 0{,}676 = 2{,}366m \quad \text{Resto del techo}$$

$$1{,}06m + 2{,}31m + 1m = 4{,}37m \quad \text{Distancia desde el modulo al inversor.}$$

$$L1 = 20{,}748m + 2{,}028m + 2{,}366m + 4{,}37m = 29{,}512m$$

Rama 2

$$14 * 1{,}482 = 20{,}748m \quad \text{Horizontal}$$

$$3 * 0{,}676 = 2{,}028m \quad \text{Vertical}$$

$$1{,}06m + 2{,}31m + 1m = 4{,}37m \quad \text{Distancia desde el modulo al inversor.}$$

$$L2 = 20{,}748m + 2{,}028m + 4{,}37m = 27{,}146m$$

Rama 3

$$15 * 1{,}482 = 22{,}23m \quad \text{Horizontal}$$

$$4 * 0{,}676 = 2{,}704m \quad \text{Vertical}$$

$$1m \quad \text{Distancia desde el modulo al inversor.}$$

$$L3 = 22{,}23m + 2{,}704m + 1m = 25{,}934m$$

Rama 4

$$15 * 1{,}482 = 22{,}23m \quad \text{Horizontal}$$

$$4 * 0{,}676 = 2{,}704m \quad \text{Vertical}$$

$$1m \quad \text{Distancia desde el modulo al inversor.}$$

$$L4 = 22{,}23m + 2{,}704m + 1m = 25{,}934m$$

Rama 5

$$14 * 1{,}482 = 20{,}748m \quad \text{Horizontal}$$

$$7 * 0{,}676 = 4{,}732m \quad \text{Vertical}$$

$$1m + 1{,}70m + 1{,}50m = 4{,}2\text{m} \quad \text{Distancia desde el modulo al inversor.}$$

$$L5 = 20{,}748m + 4{,}732m + 4{,}2m = 29{,}68m$$

Rama 6

$$14 * 1{,}482 = 20{,}748\, m \quad \text{Horizontal}$$

$$2 * 0{,}676 = 1{,}352\, m \quad \text{Vertical}$$

$$1m + 2{,}87m + 0{,}90m + 1{,}352m = 6{,}122m \quad \text{Distancia desde el módulo al inversor.}$$

$$L6 = 22{,}23m + 7{,}436m + 4{,}478m = 28{,}222m$$

$$S = \frac{200 * L * I_1}{\Delta V\% * V_2 * \gamma_\theta}$$

Tramo de L_1

$$S = \frac{200 * (35) * (11{,}1)}{1{,}5 * (253{,}4) * (45)} = 4{,}45mm^2$$

Tramo de L_2

$$P = 12kW$$

$$L_2 = 5{,}07m + 5{,}33m + 3{,}22m + 4{,}70m + 2{,}20m = 20{,}52m$$

$$I_{inv} = \frac{P_{n\,Inv}}{\sqrt{3} * V_{n\,AC}} \quad \text{Ec. [42]}$$

$$I_{inv} = \frac{12000}{\sqrt{3} * 240} = 28{,}862A$$

Factor 1,25

$$I_2 = 28{,}862 * 1{,}25 = 36{,}08\, A$$

$$S_2 = \frac{\sqrt{3} * 100 * I_2 * L_2}{\Delta V\% * V * \gamma_\theta}$$

$$S_2 = \frac{\sqrt{3} * 100 * 36{,}08 * 20{,}52}{1{,}5 * 240 * 45} = 7{,}91mm^2$$

Cálculo por calentamiento

$$I_1 = 11{,}1\ A$$
$$I_2 = 36{,}08\ A$$

Factores de corrección

$$I_{max} = 28°C\ A$$
$$F_C = 1{,}10\ A$$
$$F_C = 0{,}55\ A$$
$$F_C = 0{,}9\ A$$

$$I_1 = \frac{11{,}1}{1{,}10 * 0{,}55 * 0{,}9} = 20{,}386\ A$$

I_2 XLPE 3 $10\ mm^2$

I_1 $1{,}5mm^2$ XLPE 2

Sección del tramo de línea	Por caída de tensión	Por calentamiento	Sección comercial elegida	AWG
S_1	4,54 mm^2	1,05 mm^2	5,26 mm^2	10
S_2	7,92 mm^2	10 mm^2	13,3 mm^2	6

Tabla 31: Secciones calculadas y secciones comerciales elegidas.
Fuente: Propia de los Autores.

3.8.1.2.8 Dispositivos de maniobra y protección del sistema fotovoltaico

- Protección del generador
  - Calibre de los fusibles

$$I_F = 1{,}5 \ldots\ldots\ldots 2 * I_{SC}$$
$$I_F = 1{,}5 \ldots\ldots\ldots 2 * (8{,}88A)$$
$$I_F = 13{,}32 \ldots\ldots\ldots 17{,}76A$$

  - Su tensión debe ser

$$V_F \geq 1{,}2 * V_{G_{OC}}$$
$$V_F \geq 1{,}2 * (22{,}6V)$$

$$V_F \geq 27{,}12V$$

- ❖ Interruptor general del generador

Se pondrá un interruptor que cumpla las siguientes características

- Intensidad nominal:

$$I_n \geq I_{GSC}$$
$$I_n \geq N_p * I_{GSC}$$
$$I_n \geq 2 * (8{,}88A)$$
$$I_n \geq 17{,}76A$$

- Tensión Nominal

$$V_n \geq V_{G_{OC}}$$
$$V_n \geq 22{,}6\ V$$

- ❖ Protección del inversor

Interruptor automático bipolar y un interruptor diferencial bipolar de 30mA de sensibilidad que tienen que cumplir las características de salida del inversor.

- Intensidad nominal:

$$I_n \geq I_{inv\ AC}$$
$$I_n \geq 28{,}868A$$

- Tensión nominal:

$$V_n \geq 240\ V$$

3.8.2 Diseño de sistema fotovoltaico en vivienda típica del cantón Cuenca sector rural

3.8.2.1 Situación y emplazamiento

La vivienda 5 a analizar se encuentra ubicada en la zona rural, en la parroquia Nulti del Cantón Cuenca, junto a la Av. Del Bombero y calle s/n, por lo que se adjunta su ubicación exacta, en latitud y longitud.

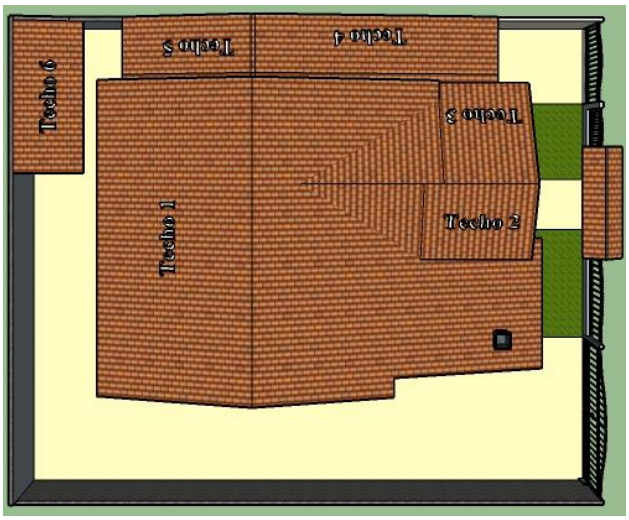
- ❖ Latitud: 2°51'17.588"S
- ❖ Longitud: 78°54'20.451"O

Figura 176: Ubicación de la vivienda típica en el sector urbano.
Fuente: Autores.

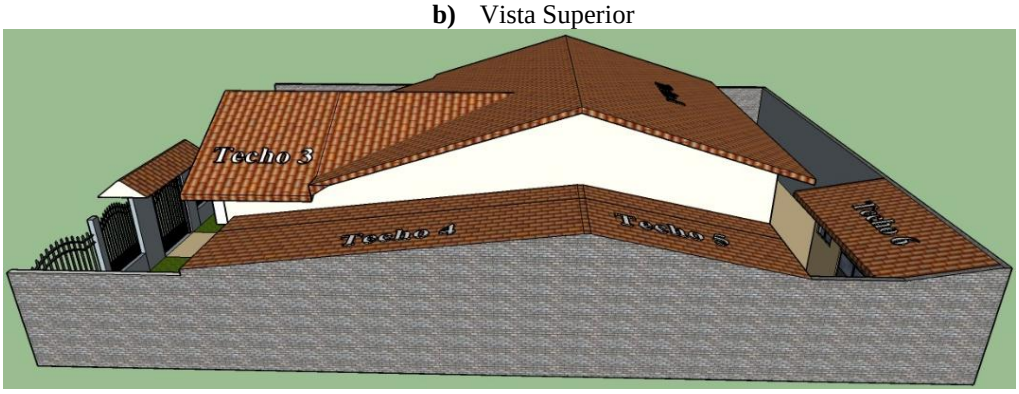
Figura 177: Vista frontal de la vivienda del sector rural escogida para el diseño.
Fuente: Propia de los Autores.

3.8.2.2 Cálculo y diseño del sistema fotovoltaico

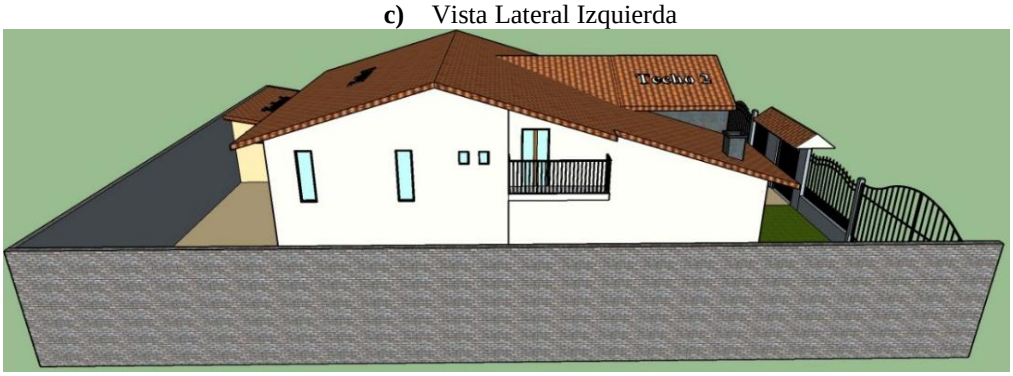
a) Vista Frontal



b) Vista Superior



c) Vista Lateral Izquierda



d) Vista lateral Derecha

Figura 178: Vistas de la vivienda ubicada en la parroquia Yanuncay.
Fuente: Propia de los Autores.

Característica Eléctrica / Física	Descripción
Marca	SIMAX
Modelo	SM636-150
Tipo de celda solar	Monocristalina, 156mm x 156mm
Número de células	36 pcs
Tamaño del módulo	1482 x 676 x 35 mm
Peso del módulo	12 kg
Potencia Máxima $P_{MPP\ STC}$	150 W
Tolerancia	+ 2%
Tensión en máximo punto de potencia $U_{MPP\ STC}$	18,1 V

Corriente en punto de máxima potencia $I_{MPP\,STC}$	8,42 A
Tensión de cortocircuito $U_{OC\,STC}$	22,6 V
Corriente de Cortocircuito $I_{SC\,STC}$	8,88 A
Coeficiente de Potencia $\alpha_K(P_{MPP})$	-0,5 ± 0,05 %/K
Coeficiente de Voltaje $\beta_K(U_{OC})$	-0,35 ± 0,01 %/K
Coeficiente de Corriente $\varphi_K(I_{SC})$	0,06 ± 0,01 %/K

Tabla 32: Especificaciones técnicas de fábrica del módulo elegido en condiciones STC: Irradiance 1000 W/m²; Spectrum AM 1,5; Cell Temperature 25°C, Wind 0 m/s.
Fuente: Datasheet del fabricante (SIMAX) del módulo.

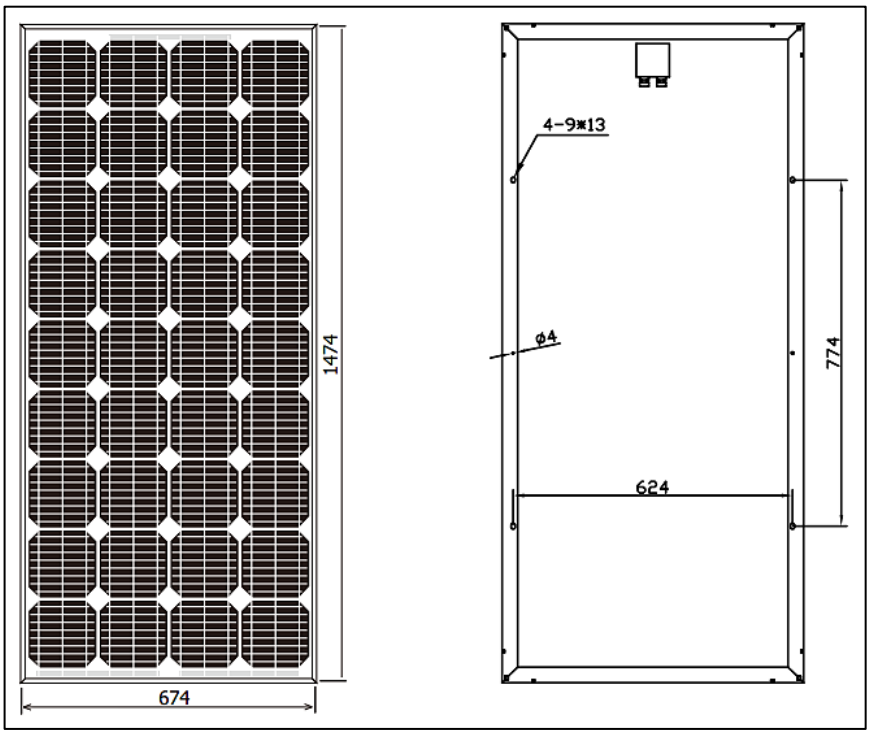


Figura 179: Dimensiones y terminales de conexión del módulo fotovoltaico.
Fuente: Datasheet del fabricante (SIMAX) del módulo.

3.8.2.2.1 Cálculos en función del área del techo 1

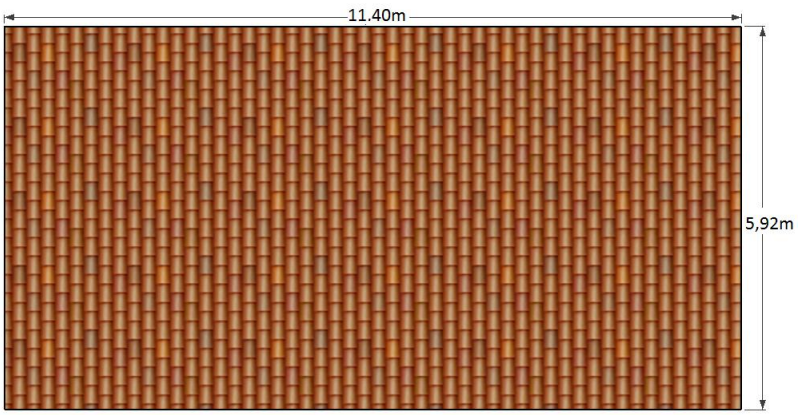


Figura 180: Dimensiones del Techo 1 de la vivienda.
Fuente: Propia de los Autores

Superficie del tejado $S = l * a$

$$S = 11{,}40m * 5{,}92m = 67{,}49\ m^2$$

Debido a que la tecnología que se va a utilizar son los paneles monocristalinos y según la *Tabla 24* el rango que se ocupa es de 6 a 9 m^2/kW. Se obtendrá potencia máxima.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{6 \ldots \ldots 9}$$

$$P_{G\ máx} = \frac{67{,}49}{6 \ldots \ldots 9} = 11{,}248 \ldots \ldots 7{,}498\ kW$$

Ahora se procede a encontrar el número de módulos con potencia nominal de 150 W

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}}$$

$$N = \frac{11{,}248 \ldots \ldots 7{,}498}{0{,}150} = 74{,}986 \ldots \ldots 49{,}99$$

Se pueden instalar entre 50 y 75 módulos.

Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{11{,}40m}{0{,}676m} = 16{,}86$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} = \frac{5{,}92m}{1{,}482m} = 3{,}99$$

Caben: $16 * 4 = 64$ módulos en posición vertical.

En la (*Figura 164)* se muestra la disposición de los módulos de forma vertical sobre el techo 1.

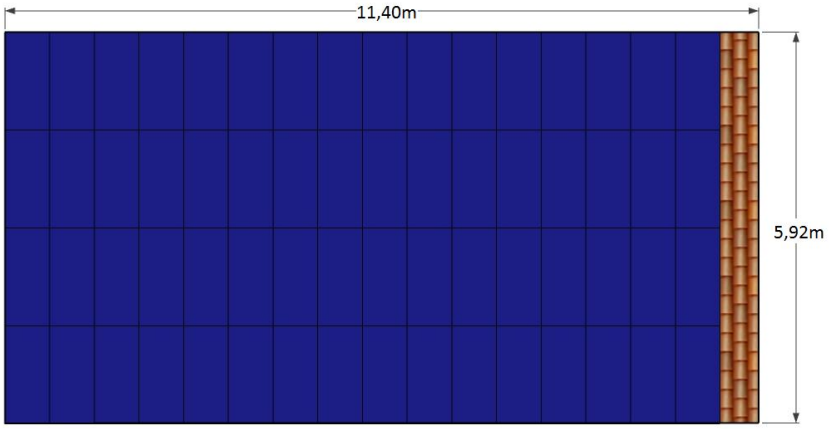


Figura 181: Disposición vertical de los módulos en el techo 1.
Fuente: Propia de los Autores

- Montaje de los módulos en posición Horizontal

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{11{,}40\ m}{1{,}482\ m} = 7{,}692$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} = \frac{5{,}92m}{0{,}676\ m} = 8{,}75$$

Caben: $8 * 7 = 56$ módulos en posición horizontal

En la (*Figura 165*) se muestra la cantidad de módulos fotovoltaicos que entran en el techo 1 en forma horizontal.

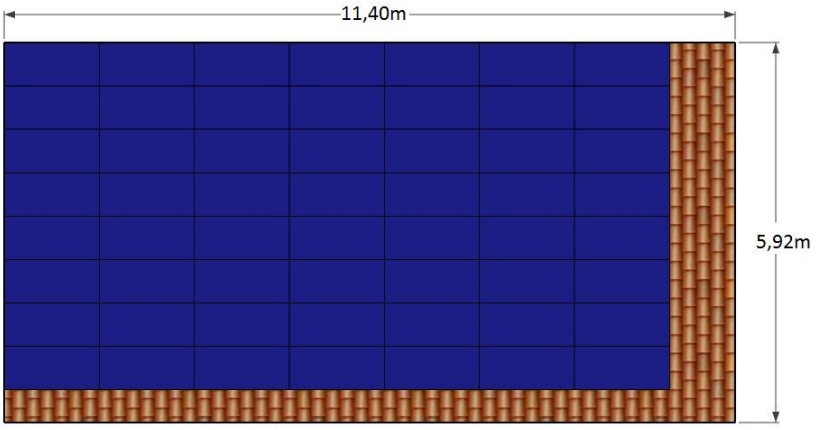


Figura 182: Disposición horizontal de los módulos Techo 1.
Fuente: Propia de los Autores

Se elige la configuración que tenga el mayor número de paneles es decir 64 módulos fotovoltaicos en forma vertical.

El inciso anterior determina la potencia máxima que se puede generar con esta parte del techo de la vivienda elegida, entonces se tiene:

$$P_{G\ máx} = N * Pmáx$$

$$P_{G\ máx} = 64 * 150W = 9600\ W = 9{,}6kW$$

3.8.2.2.2 Cálculos en función del área del techo 2

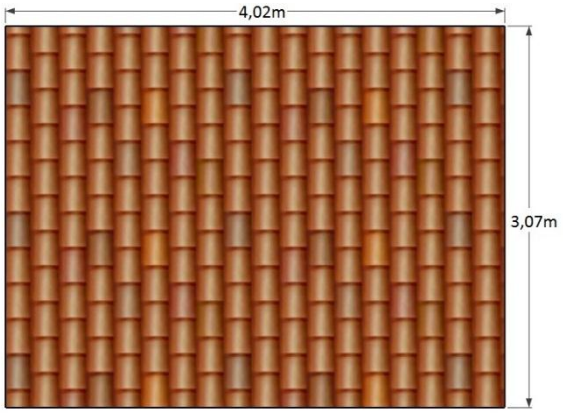


Figura 183: Dimensiones del Techo 2 de la vivienda.
Fuente: Propia de los Autores.

Superficie del tejado $S = l * a = 4{,}02\text{m} * 3{,}07m = 12{,}33\ m^2$

Debido a que la tecnología que se va a utilizar son los paneles monocristalinos y según la *Tabla 24*, el rango que se ocupa es de 6 a 9 m^2/kW. Se obtendrá la potencia máxima.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{6 \dots \dots .9}$$

$$P_{G\ máx} = \frac{12{,}33}{6 \dots \dots .9} = 2{,}055 \dots \dots .1{,}37\ kW$$

Ahora se procede a encontrar el número de módulos con potencia nominal de 150 W

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}}$$

$$N = \frac{2{,}055 \dots \dots .1{,}37}{0{,}150} = 13{,}7 \dots \dots . .9{,}133$$

Se pueden instalar entre 10 y 14 módulos en el techo Nº 2.

Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{4{,}02m}{0{,}676m} = 5{,}94$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} = \frac{3{,}07\ m}{1{,}482m} = 2{,}071$$

Caben: $5 * 2 = 10$ módulos en posición vertical.

En la *(Figura 167)* se muestra la disposición de los módulos de forma vertical sobre el techo 2.

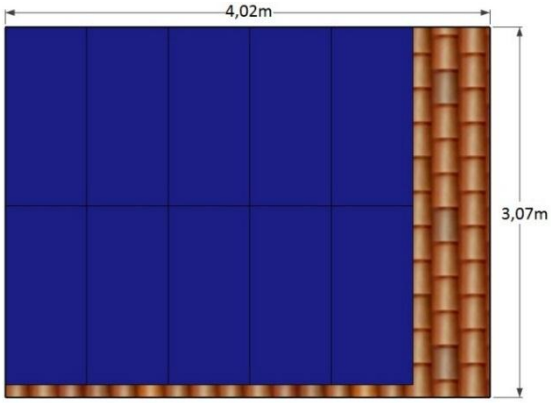


Figura 184: Disposición vertical de los módulos Techo 2.
Fuente: Propia de los Autores.

- Montaje de los módulos en posición Horizontal

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{4{,}02\ m}{1{,}482\ m} = 2{,}497$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} = \frac{3{,}07m}{0{,}676\ m} = 4{,}54$$

Caben: $2 * 4 = 8$ módulos en posición horizontal sobre el Techo Nº 2.

En la *(Figura 168)* se muestra la cantidad de módulos fotovoltaicos que entran en el techo 2 en forma horizontal.

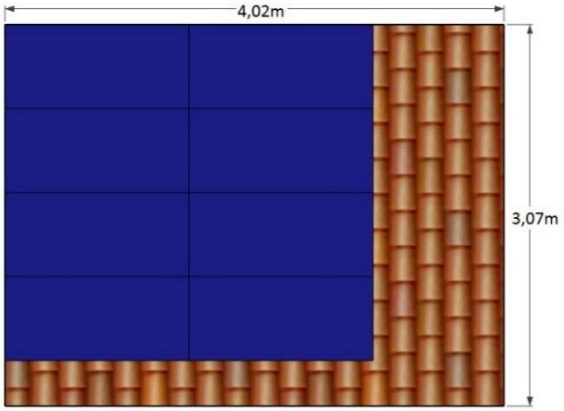


Figura 185: Disposición horizontal de los módulos Techo 2.
Fuente: Propia de los Autores.

Por lo tanto se elige la configuración que tenga el mayor número de paneles es decir 10 módulos fotovoltaicos en forma vertical.

El inciso anterior determina la potencia máxima que se puede generar con esta parte del techo de la vivienda elegida, entonces se tiene:

$$P_{G\ máx} = N * Pmáx$$

$$P_{G\ máx} = 10 * 150W = 1500\ W = 1{,}5kW$$

3.8.2.2.3 Cálculos en función del área del techo 3

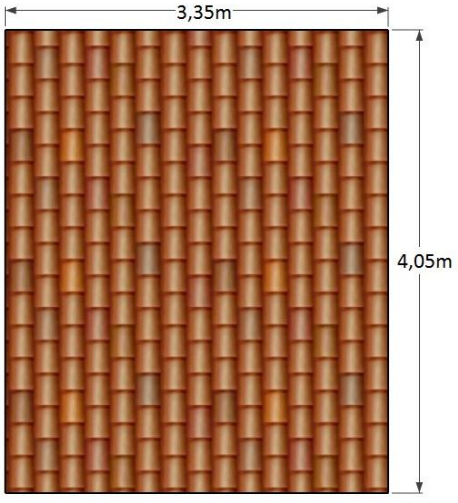


Figura 186: Dimensiones del Techo 3 de la vivienda.
Fuente: Propia de los Autores.

Superficie del tejado $S = l * a = 3{,}35\text{m} * 4{,}05m = 13{,}567\ m^2$

Debido a que la tecnología que se va a utilizar son los paneles monocristalinos y según la *Tabla 24*, el rango que se ocupa es de 6 a 9 m^2/kW. Se obtendrá potencia máxima.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{6 \ldots \ldots 9}$$

$$P_{G\ máx} = \frac{13{,}567}{6 \ldots \ldots 9} = 2{,}26 \ldots \ldots 1{,}50\ kW$$

Ahora se procede a encontrar el número de módulos con potencia nominal de 150 W

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}}$$

$$N = \frac{2{,}26 \ldots \ldots 1{,}50}{0{,}150} = 15{,}06 \ldots \ldots 10$$

Se pueden instalar entre 10 y 15 módulos.

Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{3{,}35m}{0{,}676m} = 4{,}95$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} = \frac{4{,}05\ m}{1{,}482m} = 2{,}732$$

Caben: $4 * 2 = 8$ módulos en posición vertical.

En la *(Figura 170)* se muestra la disposición de los módulos de forma vertical sobre el techo 3.

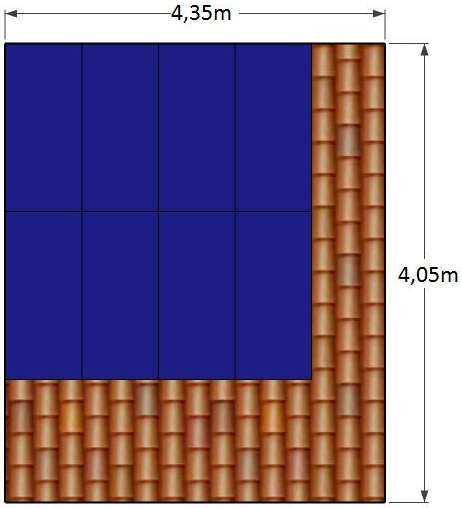


Figura 187: Disposición vertical de los módulos Techo 3.
Fuente: Propia de los Autores.

- Montaje de los módulos en posición Horizontal

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{3{,}35\ m}{1{,}482\ m} = 2{,}26$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} = \frac{4{,}05m}{0{,}676\ m} = 5{,}99$$

Caben: $6 * 2 = 12$ módulos en posición horizontal

En la *(Figura 171)* se muestra la cantidad de módulos fotovoltaicos que entran en el techo 3 en forma horizontal.

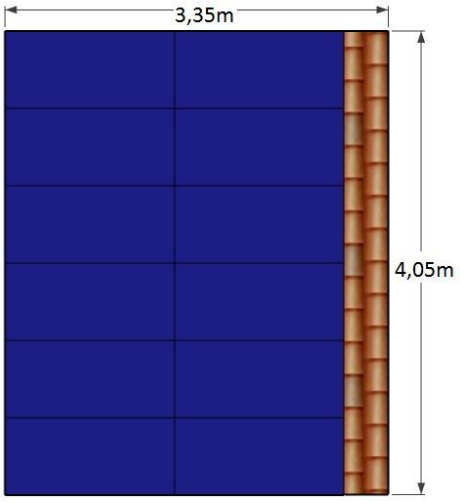


Figura 188: Disposición horizontal de los módulos Techo 3.
Fuente: Propia de los Autores.

Por lo tanto se elige la configuración que tenga el mayor número de paneles es decir 12 módulos fotovoltaicos en forma horizontal.

El inciso anterior determina la potencia máxima que se puede generar con esta parte del techo de la vivienda elegida, entonces se tiene:

$$P_{G\ máx} = N * Pmáx$$

$$P_{G\ máx} = 12 * 150W = 1800\ W = 1{,}8$$

3.8.2.2.4 Cálculos en función del área del techo 4

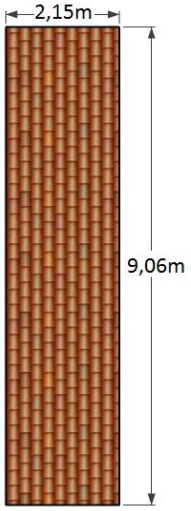


Figura 189: Dimensiones del Techo 4 de la vivienda.
Fuente: Propia de los Autores.

Superficie del tejado $S = l * a = 9{,}06m * 2{,}15m = 19.479\ m^2$

Debido a que la tecnología que se va a utilizar son los paneles monocristalinos y según la *Tabla 24*, el rango que se ocupa es de 6 a 9 m^2/kW. Se obtendrá potencia máxima.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{6 \ldots \ldots 9}$$

$$P_{G\ máx} = \frac{19.479}{6 \ldots \ldots 9} = 3{,}24 \ldots \ldots 2{,}164\ kW$$

Ahora se procede a encontrar el número de módulos con potencia nominal de 150 W

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}}$$

$$N = \frac{3{,}24 \ldots \ldots 2{,}164}{0{,}150} = 21{,}6 \ldots \ldots .14{,}42$$

Se pueden instalar entre 14 y 22 módulos.

Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{2{,}15m}{0{,}676m} = 3{,}18$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} = \frac{9{,}06\ m}{1{,}482m} = 6{,}344$$

Caben: $6 * 3 = 18$ módulos en posición vertical.

En la *(Figura 173)* se muestra la disposición de los módulos de forma vertical sobre el techo 4.

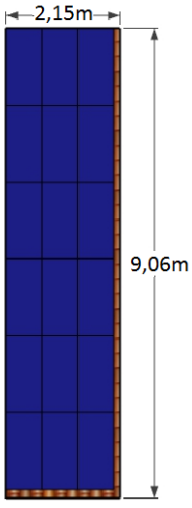


Figura 190: Disposición vertical de los módulos Techo 4.
Fuente: Propia de los Autores.

- Montaje de los módulos en posición Horizontal

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{2{,}15\ m}{1{,}482\ m} = 1{,}45$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} = \frac{9{,}06m}{0{,}676\ m} = 13{,}4$$

Caben: $13 * 1 = 13$ módulos en posición horizontal

En la *(Figura 174)* se muestra la cantidad de módulos fotovoltaicos que entran en el techo 4 en forma horizontal.

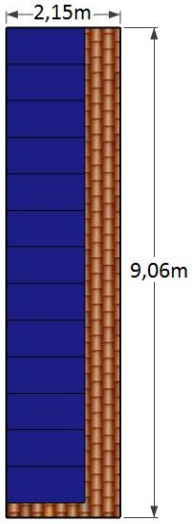


Figura 191: Disposición horizontal de los módulos Techo 4.
Fuente: Propia de los Autores.

Por lo tanto se elige la configuración que tenga el mayor número de paneles es decir 18 módulos fotovoltaicos en forma vertical.

El inciso anterior determina la potencia máxima que se puede generar con esta parte del techo de la vivienda elegida, entonces se tiene:

$$P_{G\ máx} = N * Pmáx$$

$$P_{G\ máx} = 18 * 150W = 2700\ W = 2{,}7kW$$

3.8.2.2.5 Cálculos en función del área del techo 5

Figura 192: Dimensiones del Techo 5 de la vivienda.
Fuente: Propia de los Autores.

Superficie del tejado $S = l * a = 2{,}15m * 4{,}95m = 10{,}65\ m^2$

Debido a que la tecnología que se va a utilizar son los paneles monocristalinos y según la *Tabla 24*, el rango que se ocupa es de 6 a 9 m^2/kW. Se obtendrá potencia máxima.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{6 \dots \dots 9}$$

$$P_{G\ máx} = \frac{10{,}65}{6 \dots \dots 9} = 1{,}77 \dots \dots 1{,}18kW$$

Ahora se procede a encontrar el número de módulos con potencia nominal de 150 W

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}}$$

$$N = \frac{1{,}77 \dots \dots 1{,}18}{0{,}150} = 11{,}8 \dots \dots .7{,}86$$

Se pueden instalar entre 7 y 12 módulos.

Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{2{,}15m}{0{,}676m} = 3{,}18$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} = \frac{4{,}95\ m}{1{,}482m} = 3{,}34$$

Caben: $3 * 3 = 9$ módulos en posición vertical.

En la *(Figura 173)* se muestra la disposición de los módulos de forma vertical sobre el techo 5.

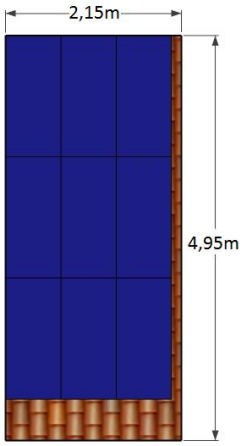


Figura 193: Disposición vertical de los módulos Techo 5.
Fuente: Propia de los Autores.

- Montaje de los módulos en posición Horizontal

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{2{,}15\ m}{1{,}482\ m} = 1{,}45$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} = \frac{4{,}95m}{0{,}676\ m} = 7{,}32$$

Caben: $7 * 1 = 7$ módulos en posición horizontal

En la *(Figura 174)* se muestra la cantidad de módulos fotovoltaicos que entran en el techo 5 en forma horizontal.

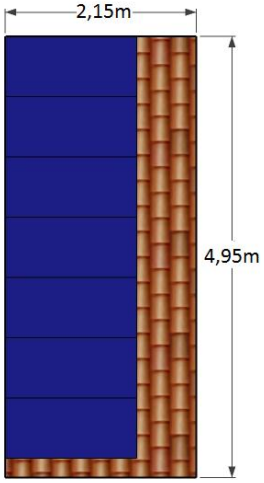


Figura 194: Disposición horizontal de los módulos Techo 5.
Fuente: Propia de los Autores.

En éste techo se debería escoger la configuración que tenga el mayor número de paneles, es decir, 9 módulos fotovoltaicos en forma vertical; pero por el arreglo para los cálculos del inversor que se denotará más adelante, se escoge la configuración sobrante, es decir, 7 módulos en forma horizontal.

El inciso anterior determina la potencia máxima que se puede generar con esta parte del techo de la vivienda elegida, entonces se tiene:

$$P_{G\ máx} = N * Pmáx$$

$$P_{G\ máx} = 7 * 150W = 1050\ W = 1{,}050kW$$

3.8.2.2.6 Cálculos en función del área del techo 6

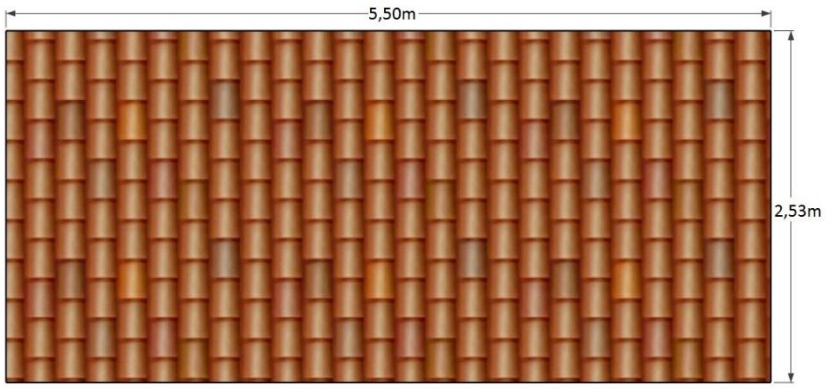


Figura 195: Dimensiones del Techo 6 de la vivienda.
Fuente: Propia de los Autores.

Superficie del tejado $S = l * a = 5{,}50m * 2{,}53m = 13{,}915\ m^2$

Debido a que la tecnología que se va a utilizar son los paneles monocristalinos y según la *Tabla 24*, el rango que se ocupa es de 6 a 9 m^2/kW. Se obtendrá potencia máxima.

$$P_{G\ máx} = \frac{S}{6 \dots \dots 9}$$

$$P_{G\ máx} = \frac{13{,}915}{6 \dots \dots 9} = 2{,}319 \dots \dots 1{,}546kW$$

Ahora se procede a encontrar el número de módulos con potencia nominal de 150 W

$$N = \frac{P_{G\ máx}}{P_{máx}}$$

$$N = \frac{2{,}319 \dots \dots 1{,}546}{0{,}150} = 15{,}46 \dots \dots .10{,}31$$

Se pueden instalar entre 10 y 15 módulos.

Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{5{,}50m}{0{,}676m} = 8{,}13$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Largo\ de\ módulo} = \frac{2{,}53\ m}{1{,}482m} = 1{,}70$$

Caben: $8 * 1 = 8$ módulos en posición vertical.

En la *(Figura 173)* se muestra la disposición de los módulos de forma vertical sobre el techo 6.

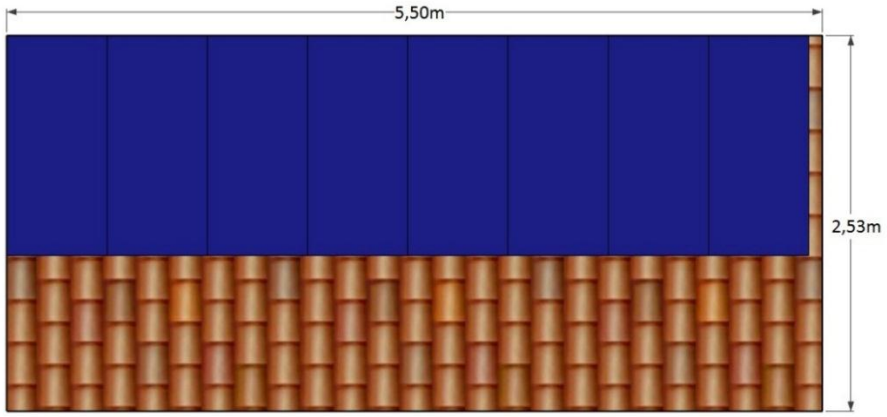


Figura 196: Disposición vertical de los módulos Techo 6.
Fuente: Propia de los Autores.

- Montaje de los módulos en posición Horizontal

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{5{,}50\ m}{1{,}482\ m} = 3{,}71$$

$$\frac{Ancho\ del\ Tejado}{Ancho\ de\ módulo} = \frac{2{,}53m}{0{,}676\ m} = 3{,}74$$

Caben: $3 * 3 = 9$ módulos en posición horizontal

En la *(Figura 174)* se muestra la cantidad de módulos fotovoltaicos que entran en el techo 6 en forma horizontal.

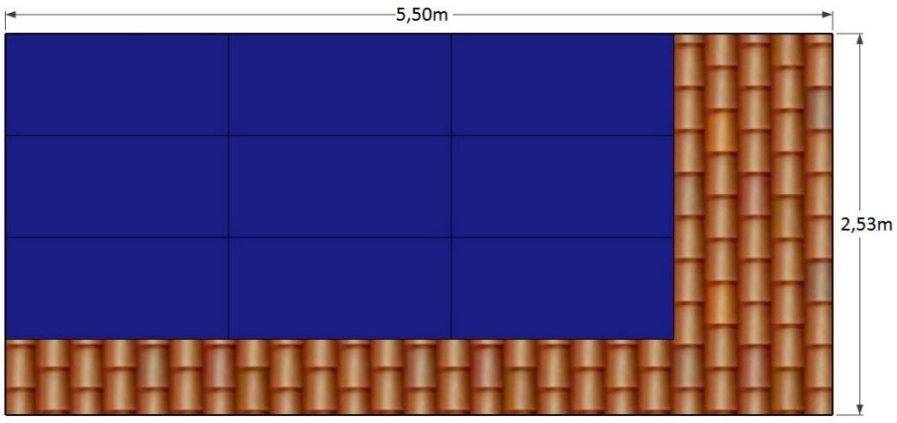


Figura 197: Disposición horizontal de los módulos Techo 6.
Fuente: Propia de los Autores.

Por lo tanto se elige la configuración que tenga el mayor número de paneles es decir 9 módulos fotovoltaicos en forma horizontal.

El inciso anterior determina la potencia máxima que se puede generar con esta parte del techo de la vivienda elegida, entonces se tiene:

$$P_{G\ máx} = N * Pmáx$$

$$P_{G\ máx} = 9 * 150W = 1350\ W = 1{,}35kW$$

3.8.2.2.7 Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación

El generador fotovoltaico será instalado sobre el tejado de una vivienda situada en Cuenca, latitud 2°, y con una orientación de 79º hacia el oeste.

Mediante el diagrama del rendimiento de un generador fotovoltaico en función de la orientación e inclinación con respecto a la orientación e inclinación óptimas y las condiciones en las que se encuentra el presente diseño, se tiene:

$\beta max_{\phi=41^\circ} = 40°$
$\beta min_{\phi=41^\circ} = 19°$

- Inclinación máxima para la latitud 2º

$$\beta max = 40 - (41 - 2) = 40 - 39 = 1°$$

- Inclinación mínima para la latitud 2º

$$\beta min = 19 - (41 - 2) = 19 - 39 = -20°$$

- Comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación del techo 1

$\beta = 16{,}7 \approx 17°$
$\alpha = 18°$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(17 - 2 + 10)^2 + 3{,}5 * 10^{-5}18^2]$$

$$Pérdidas\ (\%) = 8{,}63\ \%$$

Como se puede observar las pérdidas son de 8,63 %, es decir menores al 10% permitido.

- Comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación del techo 2

$\beta = 24{,}9°$

$\alpha = 18°$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(24{,}9 - 2 + 10)^2 + 3{,}5 * 10^{-5}18^2]$$

$$Pérdidas\ (\%) = 14{,}12\ \%$$

Como se puede observar las pérdidas son de 14,12 %, es decir menores al 20% permitido en instalaciones por superposición de módulos.

- Comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación del techo 3

$\beta = 26{,}6°$

$\alpha = 18°$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(24{,}9 - 2 + 10)^2 + 3{,}5 * 10^{-5}18^2]$$

$$Pérdidas\ (\%) = 15{,}49\ \%$$

Como se puede observar las pérdidas son de 15,49 %, es decir menores al 20% permitido en instalaciones por superposición de módulos.

- Comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación del techo 4

$\beta = 6{,}3°$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(6{,}3 - 2 + 10)^2]$$

$$Pérdidas\ (\%) = 2{,}45\ \%$$

Como se puede observar las pérdidas son de 2,45 %, es decir menores al 10% permitido.

- Comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación del techo 5

$\beta = 11{,}7°$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(11{,}7 - 2 + 10)^2]$$

$$Pérdidas\ (\%) = 4{,}46\ \%$$

Como se puede observar las pérdidas son de 4,46%, es decir menores al 10% permitido.

- Comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación del techo 6

$\beta = 9{,}9°$

$$Pérdidas\ (\%) = 100[1{,}2 * 10^{-4}(9{,}9 - 2 + 10)^2]$$

$$Pérdidas\ (\%) = 3{,}84\ \%$$

Como se puede observar las pérdidas son de 3,84%, es decir menores al 10% permitido.

3.8.2.2.8 Dimensionamiento del inversor

Luego de analizar los parámetros que se presentan en el inciso 3.6.3.2, se elige el inversor para conexión a red de la marca SMA y el modelo SUNNY BOY 3000, debido que se tiene 120 paneles fotovoltaicos que se arreglarán de forma véase *(Figura 154)*, que se repartirán en seis inversores, cada uno con 20 paneles en serie, todo esto con el fin de mantener el balance de las líneas en el punto de conexión a red.

Característica Eléctrica / Física	Descripción
Potencia nominal en salida	2750W
Máxima potencia de entrada	3200 Wp
Voltaje máximo de entrada	600V
Rango MPP	224 … 480 V
Máxima corriente de entrada	12 A
Factor de potencia	>0,99% de la potencia nominal
Frecuencia nominal AC	60 Hz
Máxima Potencia de salida	3000W
Voltaje nominal de salida	220 V – 240 V
Eficiencia	94,1%
Temperatura de trabajo	-25°C to 60°C
Índice de protección	IP54
Dimensiones	440x339x214 mm
Peso	32 Kg

Tabla 33: Especificaciones técnicas de fábrica del inversor elegido en condiciones normales.
Fuente: Datasheet del fabricante (SMA) del inversor para conexión a red.

Figura 198: Inversores para conexión a red SMA SUNNY BOY 2500 W.
Fuente: Datasheet del fabricante SMA del inversor para conexión a red.

- Comprobación que la potencia nominal del inversor (4000 W) cumple la condición 0,8…0,9 $P_{G\ máx\ inv}$

$V_{inv} = N_s * V_p$ Ec. [43]

Donde,

V_{inv} , voltaje del inversor

N_s , número de módulos en serie.

V_p , Voltaje máximo de potencia del módulo fotovoltaico

$V_{inv} = 20 * 18{,}1$

$V_{inv} = 362V$

- Corriente del inversor calculada

$$I_{dc} = \frac{P_{inv}}{V_{inv}}$$

$$I_{dc} = \frac{P_{inv}}{V_{inv}} = \frac{2700\ Wp}{362\ V}$$

$$I_{dc} = 7{,}5\ A$$

- Comprobación de número de ramas

$$N_p = \frac{I_{dc}}{I_{MPP}}$$

Donde,

N_p = número de ramas conectadas al inversor.

I_{dc} = corriente calculada del inversor.

I_{MPP} = corriente del módulo fotovoltaico.

$$N_p = \frac{I_{dc}}{I_{MPP}} = \frac{7{,}5\ A}{8{,}42\ A}$$

$$N_p = 0{,}89 \approx 1$$

- Corriente instalada

$I_{inst} = N_p * I_{MPP}$

$I_{inst} = 1 * 8{,}42 = 8{,}42\ A$

- Potencia instalada

$P_{inst} = I_{inst} * V_{inv}$

$P_{inst} = I_{inst} * V_{inv} = 8{,}42 * 362$

$P_{inst} = 3048{,}04\ Wp$

- Comprobación de potencia del inversor menor a la potencia del generador fotovoltaico para garantizar eficiencia

$P_{G\ máx\ inst} = N_{inv} * P_{inst}$

Donde,

$P_{G\ máx\ inst}$ = Potencia del generador máxima instalada.

N_{inv} = número de inversores.

$P_{G\ máx\ inst} = N_{inv} * P_{inst} = 6 * 3048{,}04\ = 18.288{,}24\ Wp = 18{,}288 kWp$

$P_{inv} = 0{,}8 \ldots 0{,}9 P_{G\ máx}\ = 0{,}8 \ldots 0{,}9(3048{,}04) = 2438{,}432 \ldots 2743{,}236\ Wp$

Como no existen inversores de esas potencias se elige el de 3000 Wp.

- Comprobación del rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor.

Se calcula los parámetros del módulo fotovoltaico en el rango de temperaturas -25°C…. 60°C.

- Valor mínimo del rango.

$$U_{MPP(60°C)} = U_{MPP} + \beta(T - 25)$$

$$U_{MPP(60°C)} = 18{,}1 + \left(\frac{-0{,}35 * 22{,}6}{274{,}11}\right)(60 - 25)$$

$$U_{MPP(60°C)} = 17{,}09\ V$$

- Valor máximo del rango.

$$U_{MPP(-25°C)} = U_{MPP} + \beta(T - 25)$$

$$U_{MPP(-25°C)} = 18{,}1 + \left(\frac{-0{,}35 * 22{,}6}{274{,}11}\right)(-25 - 25)$$

$$U_{MPP(-25°C)} = 19{,}542\ V$$

- Tensión máxima en vacío del módulo fotovoltaico.

$$U_{OC(-25°C)} = U_{OC} + \beta(T - 25)$$

$$U_{OC(-25°C)} = 22{,}6 + \left(\frac{-0{,}35 * 22{,}6}{274{,}11}\right)(-25 - 25)$$

$$U_{OC(-25°C)} = 24{,}04\ V$$

- Intensidad máxima del módulo fotovoltaico.

$$I_{SC(60°C)} = I_{SC} + \alpha(T - 25) \text{ Ec. [44]}$$

$$I_{SC(60°C)} = 8{,}88 + \left(\frac{8{,}88 * 0{,}06}{274{,}11}\right)(60 - 25)$$

$$I_{SC(60°C)} = 8{,}948\ A$$

- Parámetros del generador fotovoltaico por cada inversor (2 ramas de 14 módulos).
  - Valor mínimo de rango.

$$U_{G_{MPP(60°C)}} = N_S * U_{MPP}$$
$$U_{G_{MPP(60°C)}} = 20 * 17{,}09$$
$$U_{G_{MPP(60°C)}} = 341{,}8V$$

  - Valor máximo del rango

$$U_{G_{MPP(-25°C)}} = N_S * U_{MPP}$$

$$U_{G_{MPP(-25°C)}} = 20 * 19{,}542$$
$$U_{G_{MPP(-25°C)}} = 390{,}84V$$

- Tensión máxima del generador en vacío

$$U_{G_{OC(-25°C)}} = N_S * U_{OC}$$
$$U_{G_{OC(-25°C)}} = 20 * 24{,}04\ \text{V}$$
$$U_{G_{OC(-25°C)}} = 480{,}08\ V$$

- Intensidad máxima del generador fotovoltaico por cada inversor

$$I_{G_{SC(60°C)}} = N_P * I_{SC}$$
$$I_{G_{SC(60°C)}} = 1 * 8{,}948$$
$$I_{G_{SC(60°C)}} = 8{,}948\ A$$

- Se comprueba que cumple las condiciones de:
  - Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor (224– 480 V).

$$U_{inv\ mín} \leq U_{G_{MPP(60°C)}} \rightarrow 224 \leq 341{,}8V$$
$$U_{inv\ máx} \geq U_{G_{MPP(-25°C)}} \rightarrow\ 480 \geq 390{,}84V$$

  - Tensión máxima en vacío (600 V)

$$U_{max\ vacío} \geq U_{G_{OC(-25°C)}}\ \rightarrow 600 \geq 480{,}08\ V$$

  - Intensidad máxima (12 A)

$$I_{inv\ máx} \geq I_{G_{SC(60°C)}}\ \rightarrow 12 \geq 8{,}948\ \ A$$

Como se observa en los cálculos las características del inversor para conexión a red escogido cumple con las condiciones mencionadas en el inciso 3.7.1.5.

3.8.2.2.9 Dimensionamiento del calibre de los conductores

Recopilación de Datos:

Potencias e intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación.

- Tramos en la Línea 1, conexión de los módulos con los inversores. La intensidad de cortocircuito de un módulo en condiciones de fábricas es:

$$Isc = 8{,}88A$$

$$Coeficiente = 1{,}25$$

$$I_1 = 1{,}25 * (8{,}88A) = 11{,}1A$$

Tensión máxima de la rama:

$$V_{Gmpp} = N_s * V_{mpp} = 20 * (18{,}1V) = 362V$$

Rama 1

$19 * 0{,}676 = 12{,}84m$ Horizontal

$1 * 1{,}482 = 1{,}482m$ Vertical

$8{,}80m$ Resto del techo

$0{,}80m + 1{,}49m + 6{,}05m + 1{,}31 + 0{,}49m = 10{,}14m$ Distancia desde el modulo al inversor.

$$L1 = 12{,}84m + 1{,}482m + 8{,}80m + 10{,}14m = 33{,}262m$$

Rama 2

$20 * 0{,}676 = 13{,}52m$ Horizontal

$1 * 1{,}482 = 1{,}482m$ Vertical

$5{,}408m$ Resto del techo

$2{,}96m + 1{,}49m + 6{,}06m + 1{,}31m + 0{,}49m = 12{,}31$ Distancia desde el modulo al inversor.

$$L2 = 13{,}52m + 1{,}482m + 5{,}408m + 12{,}31m = 32{,}72m$$

Rama 3

$20 * 0{,}676 = 13{,}52m$ Horizontal

$1 * 1{,}482 = 1{,}482m$ Vertical

$3{,}34m$ Resto del techo

$4{,}40m + 1{,}49m + 6{,}06m + 1{,}31m + 0{,}49m = 13{,}75m$ Distancia desde el modulo al inversor.

$$L3 = 13{,}52m + 1{,}482m + 3{,}34m + 13{,}75m = 32{,}09m$$

Rama 4

$12 * 0{,}676 = 8{,}112m$ Horizontal

$$10 * 1{,}482 = 14{,}82m \quad \text{Vertical}$$

$$1{,}88m + 3{,}15m + 2m + 0{,}50m + 1{,}47m + 2{,}10m + 3{,}15m + 6{,}11m + 0{,}49 = 20{,}85m \quad \text{Distancia desde el modulo al inversor.}$$

$$L4 = 8{,}112m + 14{,}82m + 20{,}85m = 43{,}782m$$

Rama 5

$$2 * 1{,}482 = 2{,}97m \quad \text{Horizontal}$$

$$18 * 0{,}676 = 12{,}20m \quad \text{Vertical}$$

$$2{,}10m \quad \text{Resto del techo}$$

$$0{,}70m + 1{,}1m + 0{,}49 = 2{,}29m \quad \text{Distancia desde el modulo al inversor.}$$

$$L5 = 2{,}97m + 12{,}20m + 2{,}10m + 2{,}29m = 19{,}56m$$

Rama 6

$$7 * 1{,}482 = 10{,}37m \quad \text{Horizontal}$$

$$13 * 0{,}676 = 8{,}80m \quad \text{Vertical}$$

$$2{,}98m + 0{,}70m + 1{,}20m + 1{,}60m + 5{,}49m + 0{,}49m = 12{,}46m$$

Distancia desde el modulo al inversor.

$$L6 = 10{,}37m + 8{,}80m + 12{,}46m = 31{,}63m$$

$$S = \frac{200 * L * I_1}{\Delta V\% * V * \gamma_\theta}$$

Tramo de L_1

$$S_1 = \frac{200 * (43{,}78) * (11{,}1)}{1{,}5 * (362) * (45)} = 3{,}97mm^2$$

Escogemos $5{,}96mm^2$ es el inmediato superior

Tramo de L_2

$$P = 18kW$$

$$L_2 = 1{,}92m + 5{,}84m + 0{,}60m + 2{,}39m = 10{,}75m$$

$$I_{inv} = \frac{Pn_{Inv}}{\sqrt{3} * V_{nca}}$$

$$I_{inv} = \frac{18000}{\sqrt{3} * 240} = 43{,}30A$$

Factor 1,25

$$I_2 = 43{,}30 * 1{,}25 = 54{,}13\ A$$

$$S_2 = \frac{\sqrt{3} * 100 * I_2 * L_2}{\Delta V\% * V * \gamma_\theta}$$

$$S_2 = \frac{\sqrt{3} * 100 * 54{,}13 * 10{,}75}{1{,}5 * 240 * 45} = 6{,}22mm^2$$

Cálculo por calentamiento

$$I_1 = 11{,}1\ A$$
$$I_2 = 54{,}13\ A$$

Factores de corrección

$$I_{max} = 28°C\ A$$
$$F_C = 1{,}10\ A$$
$$F_C = 0{,}55\ A$$
$$F_C = 0{,}9\ A$$

$$I_1 = \frac{11{,}1}{1{,}10 * 0{,}55 * 0{,}9} = 20{,}386\ A$$

I_2 XLPE 3 $16mm^2$

I_1 $1{,}5mm^2$ XLPE 2

Sección del tramo de línea	Por caída de tensión	Por calentamiento	Sección comercial elegida	AWG
S_1	3,97 mm^2	1,05 mm^2	5,26 mm^2	10
S_2	6,22 mm^2	16 mm^2	13,3 mm^2	6

Tabla 34: Secciones calculadas y secciones comerciales elegidas.
Fuente: Propia de los Autores

3.8.2.2.10 Dispositivos de maniobra y protección del sistema fotovoltaico

- ❖ Protección del generador
  - Calibre de los fusibles

$$I_F = 1{,}5 \ldots\ldots\ldots 2 * I_{SC}$$
$$I_F = 1{,}5 \ldots\ldots\ldots 2 * (8{,}88A)$$
$$I_F = 13{,}32 \ldots\ldots\ldots 17{,}76A$$

  - Su tensión debe ser

$$V_F \geq 1{,}2 * V_{GOC}$$
$$V_F \geq 1{,}2 * (22{,}6V)$$
$$V_F \geq 27{,}12V$$

- ❖ Interruptor general del generador

Se pondrá un interruptor que cumpla las siguientes características

  - Intensidad nominal:

$$I_n \geq I_{GSC}$$
$$I_n \geq N_p * I_{GSC}$$
$$I_n \geq 1 * (8{,}88A)$$
$$I_n \geq 8{,}88A$$

  - Tensión Nominal

$$V_n \geq V_{GOC}$$
$$V_n \geq 22{,}6V$$

- ❖ Protección del inversor

Interruptor automático bipolar y un interruptor diferencial bipolar de 30mA de sensibilidad que tienen que cumplir las características de salida del inversor.

  - Intensidad nominal:

$$I_n \geq I_{invca}$$
$$I_n \geq 43{,}30A$$

  - Tensión nominal:

$$V_n \geq 240\ V$$

3.9 MANTENIMIENTO, MONITOREO Y CONTROL DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.9.1 Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos, se manejan en sus valores nominales siempre y cuando, sus equipos, dispositivos e instrumentos, cumplan las condiciones que vienen dadas de fábrica. El ambiente, las variaciones del clima y la contaminación influyen directamente en éste aspecto, por ende se necesita realizar un continuo mantenimiento para que los equipos funcionen eficientemente.

Por su funcionamiento, los sistemas fotovoltaicos necesitan estar expuestos directamente a la radiación solar, y captar la mayor parte del recurso. El mantenimiento, detección y corrección de fallas antes de tiempo, reducen el riesgo de fallas repentinas o por normal desgaste en el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

El profesional o la Empresa contratada para la implementación del sistema, está en la obligación de entregar a los beneficiarios las instrucciones específicas para la operación y mantenimiento básico de las instalaciones, de esta forma se consigue disminuir el tiempo de parada por avería, incrementando también la vida útil del sistema.

Es absolutamente necesario llevar un registro de mantenimiento, en la que se describa: el equipo intervenido, tipo de mantenimiento realizado, las operaciones realizadas, y la fecha de realización.

Existen dos tipos de mantenimiento que se puede proporcionar a un SFV: preventivo y correctivo.

Mantenimiento preventivo: este se lo realiza bajo planificación previa, permite detectar los posibles fallos, los puntos débiles en la instalación y corregirlos, de esta forma se logra; incrementar la vida útil de equipos, disminuir los costos de reparaciones, reducir el tiempo de parada por avería, etc.

Mantenimiento correctivo: Impide el diagnóstico fiable de las causas que provocaron la falla, es decir existe un total desconocimiento de las causas del fallo.

Se realiza la corrección de las averías o fallas cuando éstas se presentan, sin la planificación de la suspensión del servicio.

A continuación se detalla el mantenimiento que debe darse a cada equipo y a las instalaciones en general, que en conjunto forman un sistema fotovoltaico. (Macancela Zhumi, 2012)

3.9.1.1 Mantenimiento de la puesta a tierra

El primer componente que se tiene que revisar es la puesta a tierra y determinar que:

- El cable no este oxidado ni desgastado.
- El cable proporcione una buena conexión con la varilla de puesta atierra.
- La conexión conductor – varilla debe estar limpia y bien fija.
- Realizar la medición de puesta a tierra para verificar su estado real. (Macancela Zhumi, 2012)

3.9.1.2 Mantenimiento del generador fotovoltaico

Los módulos solares o fotovoltaicos carecen de partes móviles y se encuentran construidos con materiales calificados. Además los fabricantes disponen de un control de calidad, que necesariamente tiene que cumplir normas internacionales.

Los rigurosos controles de calidad que deben cumplir los módulos, hace que los fabricantes puedan ofrecer un tiempo de garantía amplio, esto se debe a que están muy seguros del producto que ofrecen en el mercado.

A pesar de la calidad de los módulos, este necesita de mantenimiento aunque sea mínimo pero es totalmente necesario, en el cual se incluirá:

Realizar la limpieza de suciedades, de la superficie del módulo, dejando completamente limpia, se debe realizar utilizando cualquier detergente usado para limpiar cristales o simplemente con agua y un paño, tener cuidado para no dañar el módulo. La suciedad que se acumula sobre la superficie del panel puede llegar a causar graves problemas; si se trata de residuos industriales, excremento de aves, etc. En muchos casos, la lluvia reduce la necesidad de realizar la limpieza de los paneles, pero hay que tomar en cuenta que también existen lluvias que depositan suciedad

sobre una superficie. Por ello es absolutamente necesario realizar la limpieza de los paneles periódicamente, dependiendo del grado de contaminación del lugar de instalación, la limpieza se lo puede realizar, trimestralmente, semestralmente, etc.

Realizar un análisis periódico de sombras, limpiando continuamente la vegetación o cualquier objeto que pueda ocasionar sombra de forma circunstancial o permanente, si un módulo se expone a sombras, éste reduce su capacidad de generación y su vida útil.

En el momento que se efectúa la limpieza de los paneles, hay que realizar una inspección visual de la estructura del panel, con la finalidad de determinar fallas originadas por acciones externas tales como: la rotura del cristal de protección, posibles oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células, que generalmente ocurren por la filtración de agua al interior del módulo.

Inspeccionar la conexión eléctrica entre paneles y conductores de alimentación, se verificará que los terminales de conexión estén bien apretados, además se determinará el estado del aislante que lo cubre y si es necesario se recomienda reconectar y cambiar el aislamiento de las conexiones.

Verificar que los cables de conexión entre el módulo y el regulador de carga no presenten fisuras o agrietamientos y que no presenten fugas de corriente que puedan perjudicar al rendimiento del sistema. (Macancela Zhumi, 2012)

3.9.1.3 Mantenimiento de la estructura de soporte

Como la estructura de soporte es metálica, durante el mantenimiento se considera realizar lo siguiente:

Una inspección visual para determinar que no existan: dobladuras, oxidaciones especialmente en los tornillos utilizados o cualesquier otro tipo de fatiga apreciable que afecte a la vida útil de la estructura, en caso de oxidaciones se recomienda limpiar el óxido y colocar anticorrosivo.

Verificar que el mástil o poste esté colocado de forma vertical.

Verificar la correcta orientación de los módulos fotovoltaicos.

Limpiar el crecimiento de plantas u hongos que se puedan formaren la estructura de soporte. (Macancela Zhumi, 2012)

3.9.1.4 Mantenimiento del inversor

Generalmente suele presentar averías debido a que los usuarios conectan una carga (potencia) mayor a la potencia nominal del inversor.

Durante la realización del mantenimiento del inversor se recomienda realizar las siguientes consideraciones:

Si el inversor presenta señales de sobrecalentamiento, se debe sustituirlo.

Si el autoconsumo es superior al indicado en las especificaciones del equipo, se recomienda sustituirlo.

Verificar el estado de los fusibles.

Revisar el estado de las conexiones y apriete de los bornes para garantizar un buen contacto eléctrico, en caso de ser necesario realizar un reajuste.

Si los valores de voltaje y frecuencia a la salida del inversor no están dentro de los valores establecidos, se recomienda la sustitución del equipo puesto que puede ocasionar la destrucción de las cargas en CA. (Macancela Zhumi, 2012)

3.9.1.5 Mantenimiento del cableado y accesorios

Los problemas más comunes en el cableado, son los debidos a la ampliación de los circuitos, esto lo realizan los propios beneficiarios, con el afán de suministrar energía a otras áreas de la vivienda, por lo que se recomienda verificar los siguientes aspectos:

Comprobar que el calibre del conductor utilizado sea el adecuado y cumpla los requerimientos de la normativa vigente, en caso contrario se recomienda sustituirlo.

Verificar que el cableado mantenga los límites de caídas de voltaje permitidas, en todos los tramos de línea, si exceden los límites recomendados, se debe sustituir el cableado. (Macancela Zhumi, 2012)

Si las extensiones no son permitidas, se deben eliminarlas o sustituirlas si no cumplen las especificaciones.

Verificar que todos los accesorios utilizados (interruptores, boquillas, tomacorrientes, etc.) estén en buen estado, si por alguna razón están rotos se debe reemplazarlos inmediatamente, además se verificará que los contactos estén bien ajustados, que no existan cortocircuitos ni riesgos para que ocurran y comprobar que todas las instalaciones sean realizadas con la polaridad correcta. (Macancela Zhumi, 2012)

3.9.2 Monitoreo y control de los sistemas fotovoltaicos

Para cumplir con el objetivo de modelar un sistema de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica como el de la *(Figura 199)*, se utilizan convertidores de corriente continua a corriente alterna. Pero no basta únicamente con tener los convertidores y conectarlos entre sí; se debe diseñar un control para que el voltaje obtenido a partir de la celda solar sea el óptimo, dicho control debe reaccionar ante cualquier perturbación que pudiera generar una inestabilidad en el sistema. (Ayala Lopez, Cabrera Arciniega, & Falcones Zambrano, 2013)

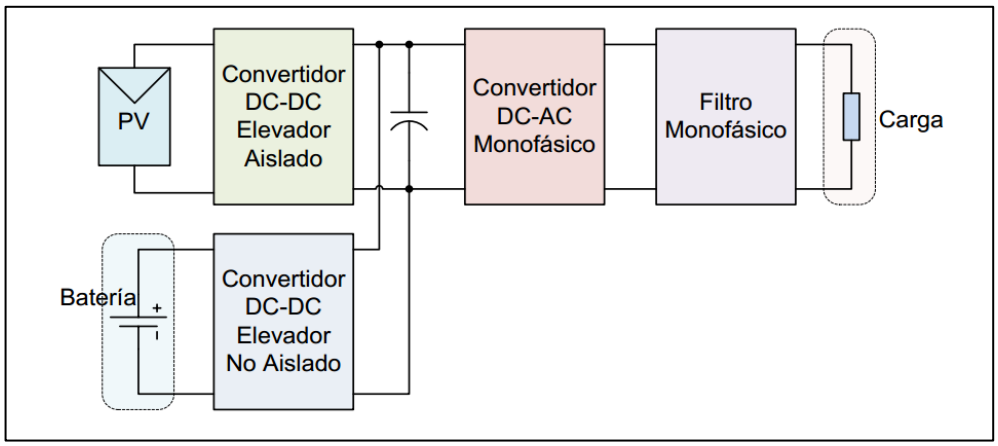


Figura 199: Esquema general de un sistema fotovoltaico.
Fuente: Autores, Ingeniero Julio Viola.

- Fundamentos de funcionamiento

La generación eléctrica se lo obtiene por medio de los paneles o módulos solares. Para extraer la máxima potencia disponible de los módulos fotovoltaicos se usa un MPP, un convertidor DC-DC de alta eficiencia el cual funciona como una carga

eléctrica óptima para el módulo fotovoltaico y utiliza un circuito de control para buscar el punto de máxima potencia.

Debido que el módulo fotovoltaico genera un voltaje continuo y la carga a la que le será suministrada la energía requiere un voltaje alterno es necesario disponer de una interfaz entre ellos, el dispositivo encargado de esto es el convertidor de potencia.

El convertidor DC-DC elevador aislado se utilizará para conectar los módulos fotovoltaicos con el capacitor de enlace. El convertidor DC-DC no aislado se muestra en la *(Figura 200)*. Este es un convertidor que opera en cerrando y abriendo periódicamente un interruptor electrónico. (Ayala Lopez, Cabrera Arciniega, & Falcones Zambrano, 2013)

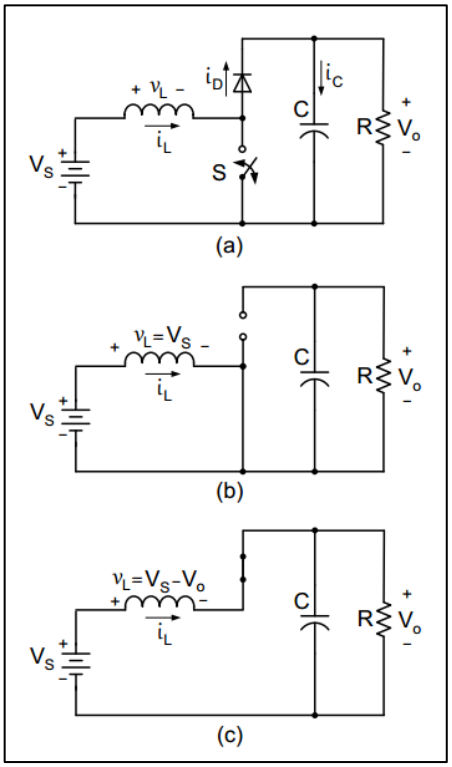


Figura 200: Convertidor DC-DC elevador. (a) Circuito. (b) Circuito equivalente cuando el interruptor S está cerrado. (c) Circuito equivalente cuando el interruptor S está abierto.
Fuente: (Ayala Lopez, Cabrera Arciniega, & Falcones Zambrano, 2013).

El convertidor Elevador no aislado produce un voltaje de salida que es mayor o igual al voltaje de entrada como se puede comprobar con:

$$V_S(D + 1 - D) - V_o(1 - D) = 0$$

$$V_o = \frac{V_S}{1 - D}$$

Debido que el voltaje entregado por el módulo fotovoltaico es bajo, lo conveniente es utilizar un convertidor DC-DC elevador como el mencionado anteriormente, el inconveniente es que en el caso de una falla en el lado de la carga, los módulos fotovoltaicos podrían verse afectados. Para resolver este problema se usa un convertidor DC-DC aislado, el cual consta de un transformador para proveer aislamiento galvánico. El transformador a usarse será uno de alta frecuencia con la finalidad de reducir su tamaño como se muestra en la *(Figura 201)*. (Ayala Lopez, Cabrera Arciniega, & Falcones Zambrano, 2013)

Además de incluir un transformador, la topología del convertidor debe ser de tal manera que el voltaje recibido en el primario del transformador sea alterno para poder ser transferido al secundario; esta señal alterna en la entrada del primario no debe tener ninguna componente DC para evitar que el transformador se sature. El convertidor elevador DC-DC aislado elegido es uno de un puente completo como se muestra en la *(Figura 201)*. (Ayala Lopez, Cabrera Arciniega, & Falcones Zambrano, 2013)

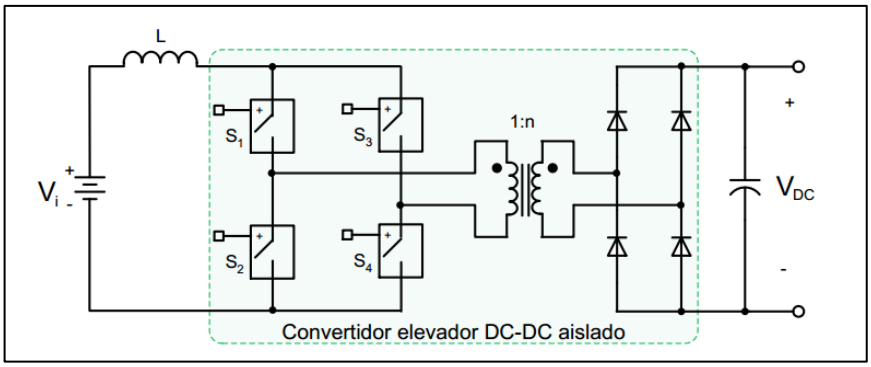


Figura 201: Convertidor elevador DC-DC aislado.
Fuente: (Ayala Lopez, Cabrera Arciniega, & Falcones Zambrano, 2013).

El voltaje de salida del convertidor DC-DC elevador aislado está dado por la ecuación.

$$V_{DC} = \frac{n}{(1 - D)} V_i$$

Se utiliza un convertidor DC-AC monofásico para realizar la conexión entre el capacitor de enlace DC y la carga, ya que el voltaje que requiere la carga es AC. El inversor monofásico es ilustrado en la *(Figura 202)*.

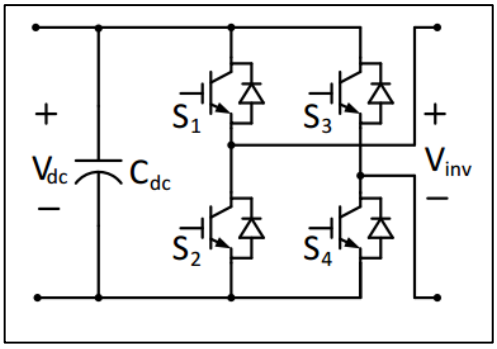


Figura 202: Inversor monofásico DC-AC.
Fuente: (Ayala Lopez, Cabrera Arciniega, & Falcones Zambrano, 2013).

El tipo de conmutación que se utilizará para el inversor monofásico es la conmutación unipolar, ya que el voltaje de salida es cambiado de alto a cero y de bajo a cero, a diferencia de la conmutación bipolar donde el cambio produce únicamente de alto a bajo.

Se utilizará también un filtro LC para eliminar las armónicas de mayor orden de la onda resultante del SPWM, ya que es más efectivo que uno de primer orden y para la misma atenuación los componentes pueden ser de menor dimensión. En la *(Figura 203)* se muestra la representación de un filtro LC. (Ayala Lopez, Cabrera Arciniega, & Falcones Zambrano, 2013)

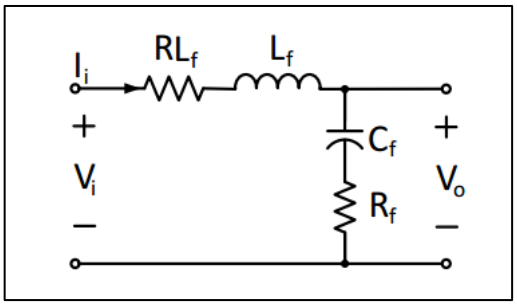


Figura 203: Modelo de un filtro LC.
Fuente: (Ayala Lopez, Cabrera Arciniega, & Falcones Zambrano, 2013).

3.10 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA Y ENTREGADA A LA RED

3.10.1 Rendimiento energético de la instalación o performance ratio (PR)

El performance ratio, refleja la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, para el diseño se puede tomar varios factores con el fin de establecer un valor de eficiencia de la instalación lo más aproximado a las condiciones reales, para el cálculo del PR se toma en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia de cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto máximo potencia.
- La eficiencia energética del inversor. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

$$PR(\%) = (100 - A - Ptemp) * B * C * D * E * F \quad \text{Ec. [45]}$$

3.10.1.1 Pérdidas por dispersión de los parámetros entre módulos (A1)

Estas pérdidas son debidas a que los módulos no operan normalmente en las mismas condiciones que las reconocidas como estándar de medida.

- Las tolerancia de producción hacen que la potencia nominal de un módulo sea inferior, dentro de las tolerancias, a la nominal declarada
- Las diferencias de intensidades y tensiones nominales entre los módulos de un mismo tipo que forman un generador, hace que la potencia del generador sea inferior a la suma de las potencias de los módulos.

Un rango de valores del 10% es una dispersión elevada, un 5% es un valor adecuado, y valores inferiores al 5% se identifican con un buen campo solar en este aspecto.

Para el cálculo se ha escogido una pérdida de un 5% que es un valor de tolerancia, dado por el fabricante de los módulos. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

3.10.1.2 Pérdidas por efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares (A2)

Se produce por la acumulación de polvo y suciedad sobre los módulos. Este valor es muy variable, puesto que depende del emplazamiento de la instalación. Si se trata de una instalación próxima a la vía no asfaltada se encontrara más afectada por el polvo que otra situada en una zona urbanizada. En el caso que se realice mantenimientos periódicos, esto influye a la hora de estimar este coeficiente. El rango de valores estaría entre el 1% para instalaciones poco afectadas por el polvo y suciedad, hasta el 8% donde este aspecto puede tener mayor influencia.

Se ha escogido un valor de 5%, para una instalación ubicada dentro de la ciudad y un 7% para las instalaciones fotovoltaicas en las afueras o zonas rurales. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

3.10.1.3 Pérdidas por reflectancia angular y espectral (A3)

En condiciones de trabajo normales ni el espectro de luz solar que alcanza el generador es normalizado todo el día, ni incide perpendicularmente sobre el generador, produciéndose unas pérdidas que van del 2% al 6% siendo las más habituales las situadas en torno al 4%.

En este caso se toma un valor de pérdidas de un 2% que es un valor medio anual estimado en Ecuador. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

3.10.1.4 Factor de Sombras (A4)

Un rango de valores puede ser entre el 1% (valor mínimo por defecto) y el 10%, que es el valor máximo a partir del cual las sombras pueden repercutir negativamente en el correcto funcionamiento de la instalación.

Se tomará un factor de sombra de un 4% para las zonas urbanas y un 6% para la zona rural. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

3.10.1.5 Total de pérdidas en el generador (A)

El total de pérdidas en el generador (A) es la suma de las pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos (A1), por efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares (A2), por reflectancia angular y espectral (A3) y por sombras (A4):

$$A = A1 + A2 + A3 + A4 \quad \text{Ec. [46]}$$

3.10.1.6 Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua (B)

Son pérdidas entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Se incluye las pérdidas de los fusibles, conmutadores, conexionados, etc. El valor máximo admisible para $Lcab_{cc}$ (pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua es 2% según se estableció en el código NEC 10. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

$$B = (1 - Lcab_{cc}) \text{ Ec. [47]}$$

3.10.1.7 Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna (C)

Al igual que en el la parte de continua. Las pérdidas en el cableado en la parte alterna. Según el código NEC 10 el valor de máximo admisible $Lcab_{ca}$ es de 3% y un valor recomendable es del 5%. Pero en este caso se escogerá el valor de 3% que está establecido en la normativa. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

$$C = (1 - Lcab_{ca}) \quad \text{Ec. [48]}$$

3.10.1.8 Pérdidas por disponibilidad (D)

Son las pérdidas por disponibilidad de la instalación, de forma parcial o total, debido a fallos en la red, mantenimiento, etc. Un valor adecuado para las pérdidas por dispersión es el 5%, este valor de pérdidas será el que se elija en la instalación presente. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

$$D = (1 - Ldisp) \text{ Ec. [49]}$$

3.10.1.9 Pérdidas por el rendimiento del inversor (E)

Son las pérdidas ocasionadas por el rendimiento del inversor. Hay que atender a los valores de rendimiento europeo que no da el fabricante. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

3.10.1.10 Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador PMP (F)

Son las pérdidas por el no seguimiento del Punto de Máxima Potencia (PMP) y en los umbrales de arranque del inversor. Unos valores de referencia para estas pérdidas pueden ser entre el 5% y el 10%.

Se tomará el valor de 5% para los cálculos. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

$$F = (1 - Ldisp) \text{ Ec. [50]}$$

3.10.1.11 Pérdidas por temperatura (Ptemp)

Las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas se calculan según la siguiente formula:

$$Ptemp(\%) = 100 - 100 * [1 - 0{,}0035 * (Tc - 25)] \text{ Ec. [51]}$$

Siendo:
Tc= la temperatura de trabajo de las células solares.

$$Tc = T_{amb} + (T_{ONC} - 20) * \left(\frac{E}{800}\right) \text{ Ec. [52]}$$

Donde:
T_{amb}= Temperatura ambiente en °C
T_{ONC}= Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico. Este valor lo proporciona el fabricante.
E= Irradiancia solar en W/m^2

En la *Tabla 35* se muestra los valores en ºC de la temperatura promedio de la ciudad de Cuenca, estos valores de temperatura servirán para determinar la eficiencia por temperatura aproximada de los paneles fotovoltaicos a utilizar.

Mes	Temperatura media (°C)
Enero	15.3
Febrero	15.8
Marzo	15.6
Abril	15.3
Mayo	14.4
Junio	13.6
Julio	13.3
Agosto	13.3
Septiembre	14.7
Octubre	15.3
Noviembre	14.7
Diciembre	15.6
Anual	14.7

Tabla 35: Temperatura ambiente promedio en Cuenca.
Fuente: ("World Climate Guide | Historical Weather Averages for Travel Agents, Travellers & Holiday-makers," 2001).

Las células solares se elevan por encima de la temperatura ambiente de forma proporcional a la irradiancia incidente, lo que tiene como consecuencia una reducción del rendimiento de las mismas. (Nuñez Ortiz Fernanda Maribel, 2013), (Castejón Oliva & Santamaría Herranz, 2012)

3.10.2 Cálculo del rendimiento energético de la instalación o Performance Ratio

Continuando con el desarrollo del presente trabajo, se procede a calcular el rendimiento energético de la instalación, el mismo que servirá para conocer cuanta energía es generada y entregada a la red.

- Total de pérdidas en el generador (A)

En ésta parte se suma los porcentajes elegidos en el ítem anterior, considerando la ubicación del proyecto.

$$A = A1 + A2 + A3 + A4$$

- Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua (B)

$$B = (1 - Lcab_{cc})$$
$$B = (1 - 0{,}02)$$
$$B = 0{,}98_{cc}$$

El valor del coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte continua es de 0,98.

- Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna (C)

$$C = (1 - Lcab_{ca})$$
$$C = (1 - 0{,}03)$$
$$C = 0{,}97_{ca}$$

El valor del coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte alterna es de 0,97.

- Pérdidas por disponibilidad (D).

$$D = (1 - Ldisp)$$
$$D = (1 - 0{,}05)$$
$$D = 0{,}95$$

El valor del coeficiente relacionado con las pérdidas por disponibilidad de a instalación es de 0,95.

- Pérdidas por el rendimiento del inversor (E).

En este caso el fabricante proporciona un rendimiento de 97%. Por lo tanto, el valor de E que representa el valor de eficiencia del inversor es de 0,97.

- Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador PMP (F).

$$F = (1 - Ldisp)$$

$$F = (1 - 0{,}05)$$
$$F = 0{,}95$$

El valor del coeficiente relacionado con las pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto máxima potencia del generador es de 0,95.

- Pérdidas por temperatura (Ptemp).

$$Ptemp(\%) = 100 - 100 * [1 - 0{,}0035 * (Tc - 25)]$$

$$Tc = T_{amb} + (T_{ONC} - 20) * \left(\frac{E}{800}\right)$$

Para realizar una estimación de la energía generada por una instalación solar fotovoltaica a la red de baja tensión, es necesario conocer el valor de la radiación disponible.

$$\boldsymbol{Ep} = \frac{[Gdm(\alpha, \beta)] * Pmp * PR}{G_{CEM}}\ kWh/día \quad \text{Ec. [53]}$$

Donde:

$Gdm(\alpha, \beta)$= Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar (kWh/m*día).

Pmp= Potencia pico del generador (kWp).

PR= Rendimiento energético de la instalación o "Performance Ratio".

G_{CEM}= Constante de valor 1kW/m^2.

3.10.3 Estimación de la energía generada para la vivienda ubicada en la parroquia Yanuncay

A continuación en la *Tabla 36* se realiza los cálculos en Excel del Performance Ratio (PR), tomando en cuenta algunos parámetros que se vio en el inciso 3.10.1 para la vivienda del sector urbano, además se calcula la temperatura de trabajo de las células solares, las pérdidas debido al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas y el rendimiento energético de la instalación para cada mes:

Mes	T°C	Tc	Ptemp	PR%
Enero	15,3	45,58	7,20	76,85
Febrero	15,8	45,97	7,34	76,74
Marzo	15,6	42,45	6,11	77,76
Abril	15,3	39,28	5,00	78,68
Mayo	14,4	40,42	5,40	78,35
Junio	13,6	35,10	3,53	79,90
Julio	13,3	37,28	4,30	79,26
Agosto	13,3	39,32	5,01	78,67
Septiembre	14,7	36,20	3,92	79,58
Octubre	15,3	38,91	4,87	78,79
Noviembre	14,7	46,37	7,48	76,62
Diciembre	15,6	43,91	6,62	77,34

Tabla 36: Rendimiento energético de la instalación.
Fuente: Propia de los Autores.

Una vez obtenido el valor del Pr se procede a realizar la estimación de la energía que produciría el sistema fotovoltaicos localizado en la parroquia Yanuncay, para este cálculo se empleó los resultados de radiación obtenidos en el subcapítulo 3.3.1

Año	Gdm(α,β)	PR%	Ep	Días al mes	Producción Mensual
2014	kWh/m2*día		kWh/m^2*día		kWh/m^2
Enero	4,844	0,77	46,9071299	31	1454,12103
Febrero	4,827	0,77	46,6689969	28	1306,73191
Marzo	4,296	0,78	42,0937389	31	1304,9059
Abril	3,837	0,79	38,0411093	30	1141,23328
Mayo	4,164	0,78	41,1051509	31	1274,25968
Junio	3,440	0,80	34,6260348	30	1038,78104
Julio	3,837	0,79	38,3218817	31	1187,97833
Agosto	4,164	0,79	41,2727198	31	1279,45431
Septiembre	3,440	0,80	34,487611	30	1034,62833
Octubre	3,777	0,79	37,4971693	31	1162,41225
Noviembre	5,067	0,77	48,9225326	30	1467,67598
Diciembre	4,530	0,77	44,1410932	31	1368,37389
		Producción anual			15020,5559

Tabla 37: Estimación de la energía proyectada.
Fuente: Propia de los Autores.

Según los valores obtenidos en la *Tabla 37* si la instalación solar fotovoltaica trabaja al 100% se obtendrá una energía anual generada de 15 020,56 kWh, y una energía mensual producida mayor a la que se consume en el domicilio, debido a que el consumo promedio mensual del sector residencial en la parroquia Yanuncay es 199

KWh y la producción menor son en los meses de julio y septiembre con un valor de 1187,97-1034,62 respectivamente, como se puede observar en la(*Figura 204*).

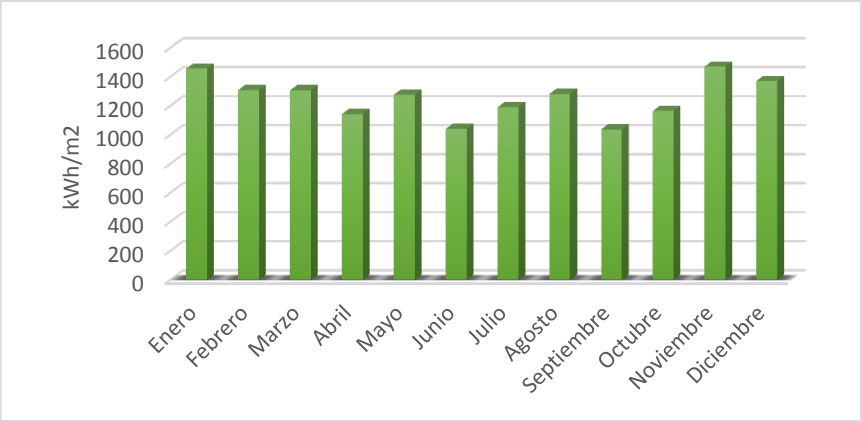


Figura 204: Producción de energía.
Fuente: Propia de los Autores.

3.10.4 Estimación de la energía generada para la vivienda ubicada en la parroquia Nulti

En la *Tabla 38* se puede observar los cálculos realizados en Excel del Performance Ratio (PR), tomando en cuenta algunos parámetros que se vio en el inciso 3.10.1 para la vivienda del sector rural que genera 18kWp, también se calcula la temperatura de trabajo de las células solares, las pérdidas debido al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas y el rendimiento energético de la instalación para cada mes:

	TºC	Tc	Ptemp	Pr%
Enero	15,3	45,43	7,15	76,86
Febrero	15,8	48,31	8,16	76,03
Marzo	15,6	44,57	6,85	77,11
Abril	15,3	43,88	6,61	77,31
Mayo	14,4	43,86	6,60	77,32
Junio	13,6	37,57	4,40	79,15
Julio	13,3	40,89	5,56	78,18
Agosto	13,3	39,66	5,13	78,54
Septiembre	14,7	46,90	7,66	76,44
Octubre	15,3	42,77	6,22	77,63
Noviembre	14,7	48,94	8,38	75,84
Diciembre	15,6	46,46	7,51	76,56

Tabla 38: Rendimiento energético de la instalación fotovoltaica del sector rural.
Fuente: Propia de los Autores.

Según los valores obtenidos en la *Tabla 39* si la instalación solar fotovoltaica trabaja al 100% se obtendrá una energía anual generada de 23793,87 kWh, y una energía mensual producida mayor a la que se consume en el domicilio, debido a que el consumo promedio mensual del sector residencial en la parroquia Nulti es 199 KWh y la producción menor por el sistema fotovoltaico es en el meses de julio con un valor de 1638,86 kWh como se puede observar en la (*Figura 205*).

Año	Gdm(α,β)		Wd	Días al mes	Producción Mensual
2014	kWh/m2*día	PR%	kWh/día		kWh
Enero	4,821	0,77	66,6994358	31	2067,68251
Febrero	5,202	0,76	71,1825699	28	1993,11196
Marzo	4,636	0,77	64,3418121	31	1994,59617
Abril	4,573	0,77	63,6391866	30	1909,1756
Mayo	4,713	0,77	65,5927991	31	2033,37677
Junio	3,835	0,79	54,6286783	30	1638,86035
Julio	4,414	0,78	62,1196022	31	1925,70767
Agosto	4,217	0,79	59,6133352	31	1848,01339
Septiembre	5,152	0,76	70,8793672	30	2126,38102
Octubre	4,396	0,78	61,4253258	31	1904,1851
Noviembre	5,478	0,76	74,786471	30	2243,59413
Diciembre	4,937	0,77	68,0382831	31	2109,18678
Producción anual					23793,8714

Tabla 39: Estimación de la energía proyectada.
Fuente: Propia de los Autores.

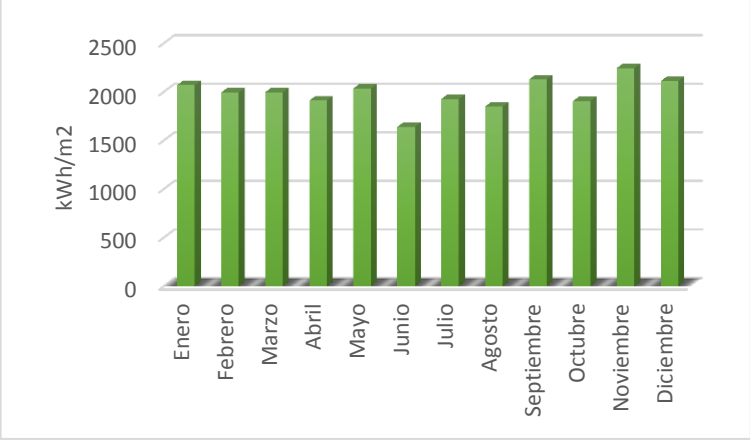


Figura 205: Producción de energía.
Fuente: Propia de los Autores.

3.11 SIMULACIÓN

Para corroborar los cálculos realizados en el inciso 3.8, se utiliza el software *PVsyst 6.3.2*, el mismo que se desarrolla, para simplificar los cálculos que conlleva realizar un sistema fotovoltaico.

Para ello en el entorno del programa, existe una ventana que permite escoger, el tipo de sistema fotovoltaico que se desee realizar, para el caso de estudio se elige "Conectado a red".

Como todo software, se necesita crear un nuevo proyecto, en éste solicita cierta información para poder realizar su simulación, datos como: ubicación meteorológica, datos del módulo fotovoltaico y datos del inversor (véase *Figura 206*).

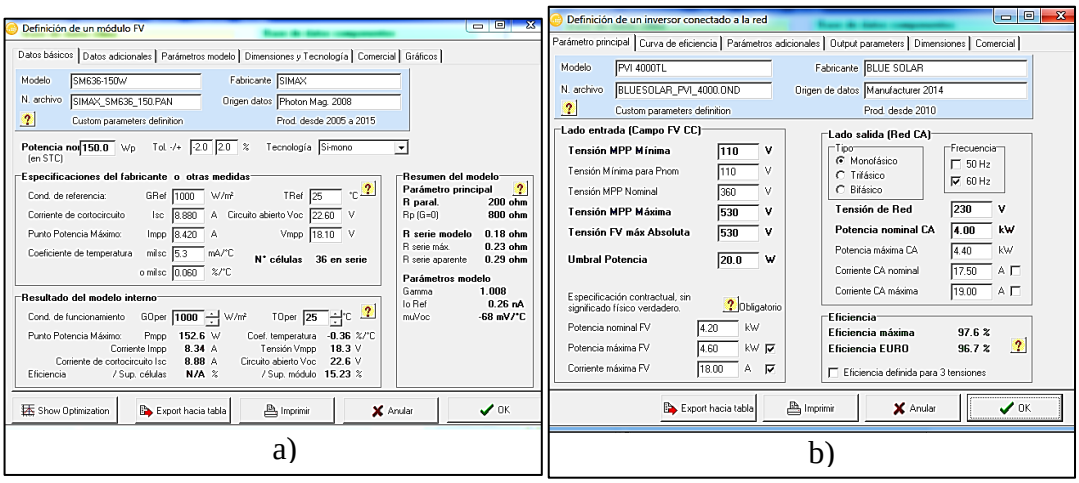
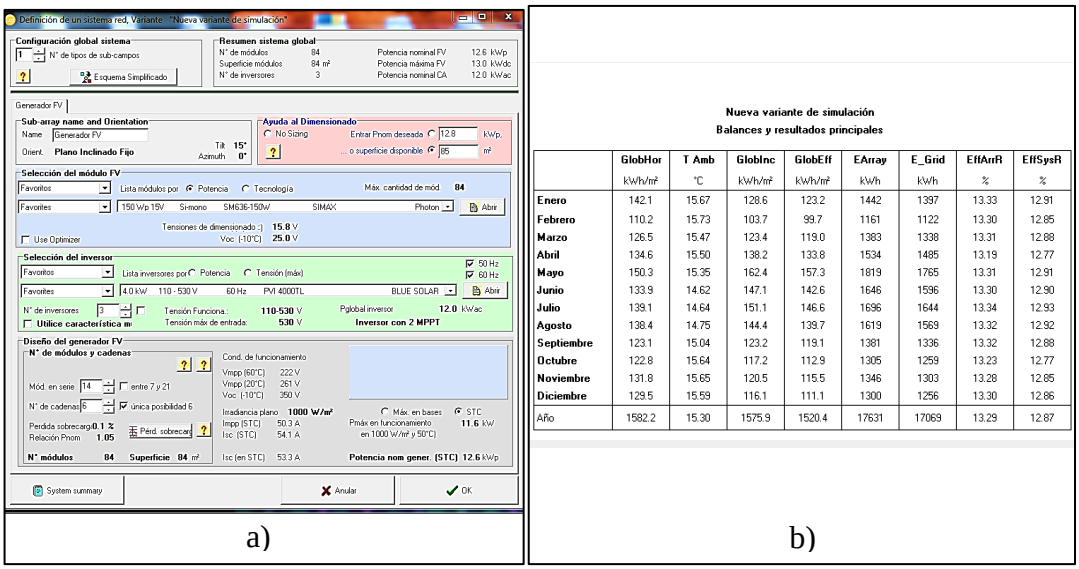


Figura 206: a) Definición del módulo FV; b) Definición de un inversor conectado a la red.
Fuente: Autores.

Seguidamente de establecer los datos necesarios anteriormente mencionados, se elige, en el inicio del entorno, "Diseño del proyecto" luego "Conectado a red", aparece la siguiente ventana *(Figura 207)* de la parte izquierda, en la que se coloca el área disponible para instalar el sistema fotovoltaico, se elige el módulo solar y el inversor conectado a red, establecidos anteriormente.

En la parte inferior de la ventana, se puede ver el rango de conexión de paneles en series y el número de cadenas posibles, todo esto se va realizando con las características eléctricas tanto del generador como del inversor.

Además, se tiene la energía generada en un año, *(Figura 207)*, con la base de datos meteorológicos disponibles en el software.



	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	142.1	15.67	128.6	123.2	1442	1397	13.33	12.91
Febrero	110.2	15.73	103.7	99.7	1161	1122	13.30	12.85
Marzo	126.5	15.47	123.4	119.0	1383	1338	13.31	12.88
Abril	134.6	15.50	138.2	133.8	1534	1485	13.19	12.77
Mayo	150.3	15.35	162.4	157.3	1819	1765	13.31	12.91
Junio	133.9	14.62	147.1	142.6	1646	1596	13.30	12.90
Julio	139.1	14.64	151.1	146.6	1696	1644	13.34	12.93
Agosto	138.4	14.75	144.4	139.7	1619	1569	13.32	12.92
Septiembre	123.1	15.04	123.2	119.1	1381	1336	13.32	12.88
Octubre	122.8	15.64	117.2	112.9	1305	1259	13.23	12.77
Noviembre	131.8	15.65	120.5	115.5	1346	1303	13.28	12.85
Diciembre	129.5	15.59	116.1	111.1	1300	1256	13.30	12.86
Año	1582.2	15.30	1575.9	1520.4	17631	17069	13.29	12.87

Figura 207: a) Definición de un sistema red "Nueva variante de simulación"; b) Balances y resultados principales.
Fuente: Autores.

En este software, también se puede hacer una simulación de la parte económica, en donde se debe ingresar los datos correspondientes a los precios, y otros costos, se figura los flujos de caja y cuanto es el costo de la energía generada *(Figura 208)*, para un fin didáctico y aprovechar las herramientas que brinda el software, se simula la reducción de CO2 entregado a la atmósfera.

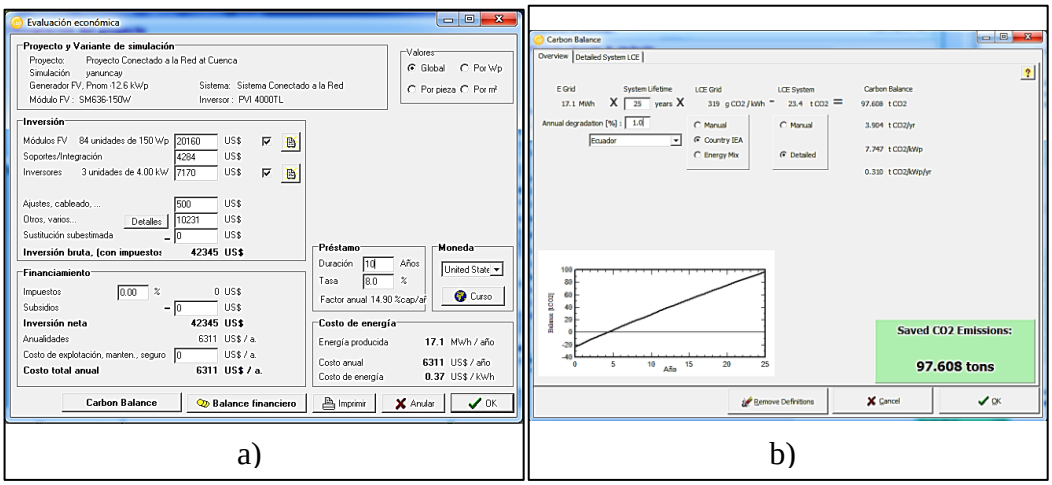


Figura 208: a) Evaluación económica; b) Carbon Balance.
Fuente: Autores.

Ésta simulación se la realiza tanto para la vivienda típica del sector urbano como del rural, en los datos arrojados por el software, se puede apreciar una semejanza en los datos calculados y simulados.

Para un mayor detalle de los datos simulados, se adjunta el informe generado por el programa, tanto para la vivienda del sector urbano como para la del rural. Ver *Anexo 3* y *Anexo 4*.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

4.1 INTRODUCCIÓN

Realizar un correcto análisis económico de un proyecto es esencial, no sólo para tomar la decisión de llevar a cabo la inversión, sino que también para predecir el posible comportamiento de la misma, de esta manera evitar o limitar los posibles perjuicios económicos que conlleva un proyecto. Además, las entidades financieras exigen este tipo de estudio, para poder aprobar los créditos que se requieran para la ejecución de cualquier proyecto.

En el siguiente análisis se estimarán los parámetros del VAN, TIR y el período de recuperación de la inversión, empleando indicadores para el análisis de viabilidad de inversiones.

4.2 ANÁLISIS FINANCIERO PARA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

4.2.1 Ingresos y costos del sistema fotovoltaico

4.2.1.1 Vivienda del sector urbano

En la *Tabla 15* se detallan todos los materiales y equipos que son necesarios para llevar a cabo la instalación fotovoltaico en la vivienda de la parroquia Yanuncay, cada ítem está acompañado de su precio formando así el presupuesto.

PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	P. UNITARIO	P. TOTAL
Módulo SIMAX SM636-150 Monocristalino	84	$ 240,00	$ 20.160,00
Inversor Monofásico de conexión a red VICTRON ENERGY BLUESOLAR GRID INVERTER 4000	3	$ 2.390,00	$ 7.170,00
Soporte para paneles fijo 5 en 1	17	$ 252,00	$ 4.284,00
Anclajes para paneles solares	42	$ 6,50	$ 273,00
Interruptor magnético 20A 110V DC	9	$ 20,63	$ 185,67
Interruptor diferencial bipolar de 30mA de sensibilidad	3	$ 163,20	$ 489,60
Fusibles 15A 28V	6	$ 27,54	$ 165,24
Fusible 32A	6	$ 7,03	$ 42,18
Cable #10 AWG rollo 100 mts.	2	$ 75,00	$ 150,00

Cable #6 AWG rollo 100 mts.	2	$ 185,00	$ 370,00
Tubería CONDUIT de 1"	36	$ 10,86	$ 390,96
Varilla COPERWELL puesta a tierra de 16mm de diámetro de 1,80 m de largo	1	$ 9,00	$ 9,00
Cantador bidireccional	1	$ 420,00	$ 420,00
SUBTOTAL MATERIAL			$ 34.109,65
Transporte del material al lugar de la instalación 5%	1	$ 1.705,48	$ 1.705,48
Mano de obra de instalación 20%	1	$ 6.821,93	$ 6.821,93
Otros Gastos 5%	1	$ 1.705,48	$ 1.705,48
SUBTOTAL DE MANO DE OBRA+TRANSPORTE+OTROS			$ 10.232,90
TOTAL			$ 44.342,55

Tabla 40: Presupuesto Total de la instalación fotovoltaica para la vivienda de la parroquia Yanuncay.
Fuente: Propia de los Autores.

El precio total de la instalación fotovoltaica conectado a red de baja tensión con una potencia de 12,4 kWp es de 44.432,55 dólares americanos, los precios detallados incluyen el IVA del 12%.

4.2.1.1.1 Proyección de ingresos anuales

Los ingresos previstos corresponden a la venta de energía a la red que produce la instalación menos la energía promedio consumida por las viviendas.

Según lo que se establece en el CONELEC en la Regulación Nº 004/11, en donde se detallan los precios a reconocer por la energía en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh para la instalación fotovoltaica dentro del territorio continental es de 40,03 cUSD.

A continuación en la *Tabla 41* se muestra la previsión de energía producida, el consumo promedio mensual del usuario, diferencia de energía posible a ser inyectada a red y los ingresos recibidos.

Año	Producción Mensual	Consumo mensual	Energía Inyectada	P. Venta
2014	kWh	kWh	kWh	$ 0,40
Enero	1454,12	199,00	1255,12	$ 586,01
Febrero	1306,73	199,00	1107,73	$ 526,61
Marzo	1304,91	199,00	1105,91	$ 525,88
Abril	1141,23	199,00	942,23	$ 459,92

Mayo	1274,26	199,00	1075,26	$ 513,53
Junio	1038,78	199,00	839,78	$ 418,63
Julio	1187,98	199,00	988,98	$ 478,76
Agosto	1279,45	199,00	1080,45	$ 515,62
Septiembre	1034,63	199,00	835,63	$ 416,96
Octubre	1162,41	199,00	963,41	$ 468,45
Noviembre	1467,68	199,00	1268,68	$ 591,47
Diciembre	1368,37	199,00	1169,37	$ 551,45
Producción anual	15020,56	2388,00	12632,56	$ 6053,28

Tabla 41: Producción mensual de energía eléctrica e ingresos mensuales recibidos.
Fuente: Propia de los Autores.

Como se puede observar, el total anual de producción de energía eléctrica es de 15020,56 kWh, con el cual se obtiene de ingresos por la venta de esta energía 6053,28 dólares americanos.

4.2.1.1.2 Previsión de Gastos

Dentro de la previsión de gastos se debe incluir: El seguro de la instalación fotovoltaica, que bordea los $250, este dato es obtenido por una página web, por lo general el coste de esta póliza de seguro, depende del riesgo que se adquiere y el tamaño de la instalación, que no suele superar los $350 anuales, y el costo de mantenimiento que estaría alrededor de $120 anuales, debido a que la instalación se encuentra en lugares visibles, donde circula gente durante todo el año y el funcionamiento es controlado por el usuario. (Correduría de seguros, 2014)

4.2.1.1.3 Rendimiento bruto de la inversión

En la *Tabla 42* se puede observar que el rendimiento bruto de la inversión, expresa que el beneficio obtenido es del 15%, a lo largo de la vida de la instalación fotovoltaica y el período de recuperación será 7 años después de iniciado el proyecto.

De la *Tabla 42* definiremos los siguientes conceptos:

- Beneficio Bruto: es la diferencia entre ingresos y gastos, sin tener tasa e impuestos, ni otras condiciones financieras.
- Período de retorno en años: Es el cociente entre la inversión real y el beneficio bruto anual.

- Rendimiento Bruto de la inversión: Es el cociente entre el beneficio bruto y la inversión realizada.

Inversión total de la instalación (sin IVA)	$ 39021,44
Ingresos previstos anuales	$ 6053,28
Gastos previstos anuales	$ 370,00
Beneficio Bruto	$ 5683,28
Período de retorno en años	6,87
Rendimiento bruto de la inversión	0,15

Tabla 42: Rendimiento bruto de la inversión calculado en Excel
Fuente: Propia de los Autores.

4.2.1.1.4 Condiciones de la financiación

En este tipo de inversiones la financiación es muy importante, dada la gran duración de los bienes, por lo que el crédito que se llegará a conseguir mejorará el flujo de caja anual.

Dada la rentabilidad de la inversión, se puede conseguir un tipo de financiación de manera que la cantidad de retorno del préstamo, se puede cubrir con el movimiento de caja producido por el ingreso de la venta de energía eléctrica.

El 75 % de la inversión de la instalación fotovoltaica, se realizará mediante financiación por una entidad bancaria nacional, debido a los altos costos de la instalación. Éste préstamo será realizado para un tiempo de 10 años.

MONTO SOLICITADO:	$ 33,257.00
TOTAL A PAGAR:	$ 49,895.31
TASA EFECTIVA ANUAL:	8.00 %
TASA EFECTIVA + SEGUROS, ANUAL:	8.15 %

PERÍODOS	CAPITAL PAGADO ($)	PAGO DE INTERESES ($)	CUOTA MENSUAL ($)	PAGO DE SEGUROS OBLIGATORIOS ($)	CUOTA MENSUAL (Incluye seguros) ($)	SALDO DEL MONTO ($)
1	2,295.71	2,660.56	4,956.27	33.26	4,989.53	30,961.29
2	2,479.37	2,476.90	4,956.27	33.26	4,989.53	28,481.92
3	2,677.72	2,278.55	4,956.27	33.26	4,989.53	25,804.20
4	2,891.94	2,064.34	4,956.27	33.26	4,989.53	22,912.2

5	3,123.29	1,832.98	4,956.27	33.26	4,989.53	19,788.96
6	3,373.16	1,583.12	4,956.27	33.26	4,989.53	16,415.81
7	3,643.01	1,313.26	4,956.27	33.26	4,989.53	12,772.8
8	3,934.45	1,021.82	4,956.27	33.26	4,989.53	8,838.35
9	4,249.21	707.07	4,956.27	33.26	4,989.53	4,589.14
10	4,589.14	367.13	4,956.27	33.26	4,989.53	0.00
TOTALES =>	$33,257.00	$16,305.73	$49,562.70	$332.60	$49,895.30	

Tabla 43: Cálculo de amortización del préstamo bancario Excel.
Fuente: www.soaprd.sbs.gob.ec.

4.2.1.1.5 Cálculo del VAN y el TIR

El VAN es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado flujo de caja futuro, originado por una inversión. El procedimiento consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto, a este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La inversión total del proyecto corresponde a $ 44.342,54 como se detalló en la *Tabla 41*, en la *Tabla 44* se realiza el cálculo de los ingresos netos de cada año, dentro del período de vida útil del proyecto, para estos cálculos se considera los costos de inversión como un valor negativo y los beneficios con valores positivos.

FLUJO DE CAJA				
Año	Inversión	Beneficios	Egresos	Ingresos Netos
0	44342,545	6053,28	250,00	-38039,27
1		6275,43538	259,18	6016,26
2		6505,74385	268,69	6237,06
3		6744,50465	278,55	6465,96
4		6992,02797	288,77	6703,26
5		7248,6354	299,37	6949,27
6		7514,66032	310,35	7204,31
7		7790,44835	321,74	7468,70
8		8076,35781	333,55	7742,80
9		8372,76014	345,79	8026,97
10		8680,04044	358,49	8321,56
11		8998,59792	371,64	8626,96
12		9328,84647	385,28	8943,57
13		9671,21513	399,42	9271,79
14		10026,1487	414,08	9612,07

15		10394,1084	429,28	9964,83
Totales	44342,545	128672,811	5314,18	79516,09

Tabla 44: Flujo de caja calculado en Excel.
Fuente: Propia de los Autores.

Para el cálculo del flujo de caja se utilizó los datos de la *Tabla 45*, los mismos que fueron obtenidos del INEC y en el Banco central del Ecuador en el período enero-diciembre 2014.

Tasa de Inflación	3,67%
Tasa de interés	7,84%

Tabla 45: Valores de tasa de interés e inflación 2014-2015
Fuente: Propia de los Autores en base a la información.

Una vez calculado el flujo de caja para los siguientes 15 años, se procede a calcular el VAN y TIR, para verificar si el proyecto es rentable o no.

Para el cálculo del VAN se utiliza la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

Vt Representa los flujos de caja en cada período t

I_0 Es el valor del desembolso inicial de la inversión

n Es el número de períodos considerados.

k Es el tipo de interés

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN>0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r).	El proyecto puede aceptarse.
VAN <0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida.	El proyecto debería rechazarse.
VAN=0	La inversión no produciría ni ganancias y pérdidas.	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Tabla 46: Criterios del VAN para la toma de decisiones.
Fuente: (Lojano Chacha & Rios González, 2013).

Según los valores obtenidos en la *Tabla 47* del VAN y el TIR, el proyecto es rentable debido a que en el séptimo año se empieza a ver las ganancias de la instalación fotovoltaica en la casa del sector urbano.

CÁLCULOS VAN			
Años	VAN	TIR	Retorno de la Inversión
1	-32460,39	-84%	-38326,28
2	-27097,24	-51%	-32089,23
3	-21941,47	-28%	-25623,27
4	-16985,07	-14%	-18920,01
5	-12220,33	-5%	-11970,75
6	-7639,83	1%	-4766,44
7	-3236,45	5%	2702,26
8	996,66	8%	10445,07
9	5066,08	11%	18472,03
10	8978,14	13%	26793,59
11	12738,93	14%	35420,55
12	16354,29	15%	44364,11
13	19829,86	16%	53635,91
14	23171,03	16%	63247,98
15	26383,00	17%	73212,81

Tabla 47: Criterios del VAN para la toma de decisiones.
Fuente: Propia de los Autores.

4.2.1.2 Vivienda del sector rural

En la *Tabla 48* se detallan todos los materiales y equipos que son necesarios para llevar a cabo la instalación fotovoltaico en la vivienda de la parroquia Nulti, cada ítem está acompañado de su precio formando así el presupuesto.

PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	P. UNITARIO	P. TOTAL
Módulo SIMAX SM636-150 Monocristalino	120	$ 240,00	$ 28.800,00
Inversor Monofásico de conexión a red SMA SUNNY BOY DE 3000	6	$ 2.009,31	$ 12.055,86
Soporte para paneles fijo 5 en 1	24	$ 252,00	$ 6.048,00
Anclajes para paneles solares	60	$ 6,50	$ 390,00
Interruptor magnético 20A 110V DC	18	$ 20,63	$ 371,34
Interruptor diferencial bipolar de 30mA de sensibilidad	6	$ 163,20	$ 979,20
Fusibles 20A	12	$ 28,37	$ 340,39
Fusible 50A	12	$ 7,24	$ 86,89
Cable #10 AWG rollo 100 mts.	3	$ 75,00	$ 225,00

Cable #6 AWG rollo 100 mts.	2	$ 185,00	$ 370,00
Tubería CONDUIT de 1"	30	$ 10,86	$ 325,80
Varilla COPERWELL puesta a tierra de 16mm de diámetro de 1,80 m de largo	1	$ 9,00	$ 9,00
Cantador bidireccional	1	$ 420,00	$ 420,00
SUBTOTAL MATERIAL			$ 50.421,49
Transporte del material al lugar de la instalación 5%	1	$ 2.521,07	$ 2.521,07
Mano de obra de instalación 20%	1	$ 10.084,30	$ 10.084,30
Otros Gastos 5%	1	$ 2.521,07	$ 2.521,07
SUBTOTAL DE MANO DE OBRA+TRANSPORTE+OTROS			$ 15.126,45
TOTAL			$ 65.547,93

Tabla 48: Presupuesto Total de la instalación fotovoltaica para la vivienda de la parroquia Nulti.
Fuente: Propia de los Autores.

El precio total de la instalación fotovoltaica conectado a red de baja tensión con una potencia de 18 kWp es de 65.547,93 dólares americanos, los precios detallados incluyen el IVA del 12%

4.2.1.2.1 Proyección de ingresos anuales

Los ingresos previstos corresponden a la venta de energía a la red que produce la instalación menos la energía promedio consumida por las viviendas.

Según lo que se establece en el CONELEC en la Regulación Nº 004/11, en donde se detallan los precios a reconocer por la energía en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh para la instalación fotovoltaica dentro del territorio continental es de 40,03 cUSD.

A continuación en la *Tabla 49* se muestra la previsión de energía producida, el consumo promedio mensual del usuario, diferencia de energía posible a ser inyectada a red y los ingresos recibidos.

Año	Producción Mensual	Consumo mensual	Energía Inyectada	P. Venta
2014	kWh	kWh	kWh	$ 0,40
Enero	2067,68	226,00	1841,68	$ 833,28
Febrero	1993,11	226,00	1767,11	$ 803,22
Marzo	1994,60	226,00	1768,60	$ 803,82
Abril	1909,18	226,00	1683,18	$ 769,40

Mayo	2033,38	226,00	1807,38	$ 819,45
Junio	1638,86	226,00	1412,86	$ 660,46
Julio	1925,71	226,00	1699,71	$ 776,06
Agosto	1848,01	226,00	1622,01	$ 744,75
Septiembre	2126,38	226,00	1900,38	$ 856,93
Octubre	1904,19	226,00	1678,19	$ 767,39
Noviembre	2243,59	226,00	2017,59	$ 904,17
Diciembre	2109,19	226,00	1883,19	$ 850,00
Producción anual	23793,87	2712,00	21081,87	$ 9.588,93

Tabla 49: Producción mensual de energía eléctrica e ingresos mensuales recibidos.
Fuente: Propia de los Autores.

Como se puede observar, el total anual de producción de energía eléctrica es de 21081,87kWh, con el cual se obtiene de ingresos por la venta de esta energía 9.588,93 dólares americanos.

4.2.1.2.2 Previsión de Gastos

Dentro de la previsión de gastos se debe incluir: El seguro de la instalación fotovoltaica, que bordea los $270, este dato es obtenido por una página web, por lo general el coste de esta póliza de seguro, depende del riesgo que se adquiere y el tamaño de la instalación, que no suele superar los $350 anuales, y el costo de mantenimiento que estaría alrededor de $130 anuales, debido a que la instalación se encuentra en lugares visibles, donde circula gente durante todo el año y el funcionamiento es controlado por el usuario. (Correduría de seguros, 2014)

4.2.1.2.3 Rendimiento bruto de la inversión

En la *Tabla 50* se puede observar que el rendimiento bruto de la inversión nos expresa que el beneficio obtenido es del 16% a lo largo de la vida de la instalación fotovoltaica y el retorno de la inversión en un período de 6 años.

Inversión total de la instalación (sin IVA)	$ 57.682,18
Ingresos previstos anuales	$ 9.588,93
Gastos previstos anuales	$ 400,00
Beneficio Bruto	$ 9.188,93
Período de retorno en años	6
Rendimiento bruto de la inversión	16%

Tabla 50: Rendimiento bruto de la inversión calculado en Excel
Fuente: Propia de los Autores.

4.2.1.2.4 Condiciones de la financiación

En este tipo de inversiones la financiación es muy importante, dada la gran duración de los bienes, por lo que el crédito que se llegará a conseguir mejorará el flujo de caja anual.

Dada la rentabilidad de la inversión, se puede conseguir un tipo de financiación de manera que la cantidad del retorno del préstamo se puede cubrir con el movimiento de caja producido por el ingreso de la venta de energía eléctrica.

El 87 % de la inversión de la instalación fotovoltaica se realizará mediante financiación por una entidad bancaria nacional debido a los altos costos de la instalación. Este préstamo será realizado para un tiempo de 10 años.

MONTO SOLICITADO:	**$ 57,027.00**
TOTAL A PAGAR:	$ 85,557.32
TASA EFECTIVA ANUAL:	8.00 %
TASA EFECTIVA + SEGUROS, ANUAL:	8.15 %

PERÍODOS	CAPITAL PAGADO ($)	PAGO DE INTERESES ($)	CUOTA MENSUAL ($)	PAGO DE SEGUROS OBLIGATORIOS ($)	CUOTA MENSUAL (Incluye seguros) ($)	SALDO DEL MONTO ($)
1	3,936.54	4,562.16	8,498.70	57.03	8,555.73	53,090.46
2	4,251.47	4,247.24	8,498.70	57.03	8,555.73	48,838.99
3	4,591.59	3,907.12	8,498.70	57.03	8,555.73	44,247.40
4	4,958.91	3,539.79	8,498.70	57.03	8,555.73	39,288.49
5	5,355.63	3,143.08	8,498.70	57.03	8,555.73	33,932.86
6	5,784.08	2,714.63	8,498.70	57.03	8,555.73	28,148.79
7	6,246.80	2,251.90	8,498.70	57.03	8,555.73	21,901.99
8	6,746.55	1,752.16	8,498.70	57.03	8,555.73	15,155.44
9	7,286.27	1,212.44	8,498.70	57.03	8,555.73	7,869.17
10	7,869.17	629.53	8,498.70	57.03	8,555.73	0.00
TOTALES =>	$57,027.01	$27,960.05	$84,987.00	$570.30	$85,557.30	

Tabla 51: Cálculo de amortización del préstamo bancario Excel.
Fuente: www. soaprd.sbs.gob.ec

4.2.1.2.5 Cálculo del VAN y el TIR

La inversión total del proyecto corresponde a $ 65.547,93 como se detalló en la *Tabla 41*. En la *Tabla 44* se realiza el cálculo de los ingresos netos de cada año, dentro del período de vida útil del proyecto, para estos cálculos se considera los costos de inversión como un valor negativo y los beneficios con valores positivos.

FLUJO DE CAJA				
Año	Inversión	Beneficios	Egresos	Ingresos Netos
0	65547,93	9588,93	400,00	-55559,00
1		9940,84373	414,68	9526,16
2		10305,6727	429,90	9875,77
3		10683,8909	445,68	10238,21
4		11075,9897	462,03	10613,96
5		11482,4785	478,99	11003,49
6		11903,8855	496,57	11407,32
7		12340,7581	514,79	11825,97
8		12793,6639	533,68	12259,98
9		13263,1913	553,27	12709,92
10		13749,9505	573,58	13176,37
11		14254,5736	594,63	13659,95
12		14777,7165	616,45	14161,27
13		15320,0587	639,07	14680,99
14		15882,3048	662,53	15219,78
15		16465,1854	686,84	15778,34
Totales	65547,93	203829,094	8502,68	130578,48

Tabla 52: Flujo de caja calculado en Excel.
Fuente: Propia de los Autores.

Para el cálculo del flujo de caja se utilizó los datos de la *Tabla 53* los mismos que fueron obtenidos del INEC y en el Banco central del Ecuador en el período enero-diciembre 2014.

Tasa de Inflación	3,67%
Tasa de interés	7,84%

Tabla 53: Valores de tasa de interés e inflación 2014-2015
Fuente: Propia de los Autores.

En la *Tabla 54* se puede observar los valores de TIR Y VAN, para un período de 15 años, según los cálculos realizados en el Excel se obtuvo que al séptimo y octavo año se empieza a obtener ganancias siendo los valores del VAN mayores a cero, indicando que la instalación en la casa ubicada en Nulti, sería un buen proyecto de inversión.

CÁLCULOS VAN			
Años	VAN	TIR	Retorno de la inversión
1	-46725,39	-83%	-56021,77
2	-38233,36	-48%	-46145,99
3	-30069,71	-26%	-35907,78

4	-22221,73	-12%	-25293,82
5	-14677,22	-3%	-14290,33
6	-7424,44	3%	-2883,01
7	-452,12	8%	8942,95
8	6250,59	11%	21202,93
9	12694,12	13%	33912,85
10	18888,49	14%	47089,23
11	24843,34	16%	60749,17
12	30567,92	17%	74910,44
13	36071,13	17%	89591,43
14	41361,55	18%	104811,21
15	46447,40	19%	120589,55

Tabla 54. Cálculo de los indicadores de viabilidad para el proyecto en la parroquia de Nulti.
Fuente: Propia de los Autores.

CONCLUSIONES

Con el presente trabajo se llega a concluir que:

- Los sistemas fotovoltaicos conectados a red, son una alternativa para generar energía limpia, debido que no produce emisiones de CO_2. Con los presentes diseños tanto para la vivienda del sector urbano y rural, y con la ayuda del software PVsyst se determina la reducción de emisiones en 97,6 y 162,8 tCO_2 respectivamente. Además, estos sistemas no usan baterías, las mismas que provocan un impacto ambiental alto, después de su vida útil.
- Los sistemas fotovoltaicos producen energía eléctrica en función del área disponible de las viviendas del cantón Cuenca, específicamente sobre sus cubiertas; estás instalaciones a más de producir energía para la vivienda, son capaces de aportar a la red los excesos o picos presentes durante el día.
- La demanda eléctrica de los clientes con tarifa tipo residencial, se divide en varios grupos de consumo, los mismos que están determinados por el pliego tarifario de la empresa eléctrica CENTROSUR S. A., estos están basados con el criterio de tarifa en bloques crecientes, es decir, conforme el cliente vaya consumiendo energía a lo largo del mes, entrará en diferentes tarifas que tendrá que cancelar por la energía consumida por kWh.
- Para el análisis de la demanda de los clientes se separa, el grupo de consumo menor a 110 kWh, debido que los mismos entran en la categoría "tarifa dignidad", que consiste en subsidiar parte de la energía consumida, con el fin de reducir la tasa de pago, y que la energía eléctrica llegue a todos los estratos económicos. La instalación de un sistema fotovoltaico demanda una inversión de gran envergadura, es por este hecho que los clientes residenciales ubicados en esta zona, se descartan para el análisis de este proyecto. Siguen los clientes de mediano consumo y los de gran consumo, estos consumen alrededor de los 200 kWh y los 2500 kWh respectivamente, sus demandas de energía entran en cambio en las tarifas de 0,099 y 0,436 cUSD/kWh, resultando una tarifa mensual alta que tranquilamente puede financiar un sistema fotovoltaico. Alrededor de 50000 clientes residenciales entran en los grupos de medio y alto consumo.
- Con el análisis del consumo eléctrico del cantón Cuenca, se ha determinado los valores promedios de demanda eléctrica tanto para el sector urbano como

para el rural, además los consumos promedios de las parroquias con su respectiva desviación estándar, esto último sirve para estimar la energía anual proyectada producida por el sistema fotovoltaico, para cada sector del cantón.

- Con el presentes trabajo se establecen los valores mínimos y máximos de radiación solar para el cantón Cuenca, que van de 2732 y 6545 kWh/día*m^2, estos valores ayudan para estimar la energía anual proyectada que produciría la instalación fotovoltaica, además se valida los datos de las 16 estaciones meteorológicas ubicadas en el cantón, teniendo así los valores reales para los diseños fotovoltaicos, se llega a valores cercanamente parecidos a los proporcionados en el ATLAS solar de Ecuador, realizado por el CONELEC.
- Las viviendas en el cantón Cuenca son la mayoría de tipo casa/villa, esto se ha determinado a lo largo del desarrollo del presente trabajo de tesis, éstas viviendas poseen en su mayoría cubiertas delanteras, traseras y espacios verdes como patios, jardines o garajes, éstos últimos presentes en la zona rural; contando así con un área aprovechable apta para generar energía eléctrica a partir de la radiación solar. Con el fin de no dañar las fachadas de las viviendas y reducir el impacto visual que conllevan las instalaciones fotovoltaicas, se usa en la mayoría de viviendas las cubiertas, patios, espacios libres, etc., de las zonas traseras de las residencias.
- En valores numéricos, una propiedad promedio de la zona urbana posee 228,27 m^2 de área total, de la cual el 51% es aprovechable sin impacto visual, así mismo en la zona rural una propiedad promedio cuenta con 475,91 m^2 de área total, con un 49% aprovechable sin impacto visual.
- Los dimensionamientos para los sistemas fotovoltaicos, son de fácil cálculo, es decir, se tiene que seguir las fórmulas y con los datos de fábrica de los dispositivos, se podrá llegar fácilmente al dimensionamiento de los mismos. Actualmente, existen softwares como PVsyst, que son programas que determinan los dimensionamientos de los aparatos de una instalación fotovoltaica, en función de su área o potencia, se puede utilizar estos instrumentos, ya que se ha comprobado que los resultados calculados son muy parecidos a los simulados.
- Los generadores fotovoltaicos pueden alcanzar una potencia de 12 kW en la zona urbana y de 18 kW en la zona rural, aportando una energía anual de 15020,56 y 23793,87 kWh respectivamente.

- La energía generada por los sistemas fotovoltaicos tendría un precio de venta de 40 cUSD/$, como se observó en la regulación del CONELEC 004/11, siendo ésta cuatro veces más cara. Las energías renovables tienen incentivos, como no pagar impuestos arancelarios de aduanas, o IVA, por tal motivo la instalación de los SFV, es bien visto por entidades gubernamentales.
- El mantenimiento necesario para este tipo de instalaciones es menor que para otro tipo de generadores de energía, debido a que el cuidado de los dispositivos que conforman el SFV tranquilamente puede ser realizado por el usuario, con una frecuencia de 6 meses aproximadamente.
- Las instalaciones fotovoltaicas tienen una vida útil de 25 años y el tiempo de recuperación de la inversión tanto para las parroquias del sector urbano y rural son de 8 y 6 años respectivamente, se podría decir que a partir del noveno año de realizada la instalación el usuario empezaría a tener ganancias, además que reduciría el costo de su planilla eléctrica o en el mejor de los casos no pagaría gastos por consumo eléctrico.
- Como conclusión final se puede decir que las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, son amigables con el medio ambiente y son bien vistas en todo el planeta, debido que no producen contaminación alguna, por tal motivo es lógico suponer que este tipo de energía podría experimentar un gran impulso en los futuros años, aportando de esta manera a la economía del país.

BIBLIOGRAFÍA

Abella, M. A. (2005). Sistemas fotovoltaicos. *SAPT Publicaciones Técnicas, SL*. http://www.eoi.es/savia/pubman/item/eoi:45337:2/component/eoi:45335/D_SistemasFotovoltaicos_MiguelAlonso.pdf

AEMET. (2010, November 22). Radiación Solar. Agencia Estatal de Metereología. http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion_Solar.pdf

Arivicilca, I. R., & Orbegozo, M. S. I. C. (2010). Energía Solar Fotovoltaica. Green Energy Consultoría y Servicios SRL. Retrieved from http://energiaverde.pe/wp-content/uploads/2010/06/Manual_ES_Fotovoltaica.pdf

Arq. Guillermo Tovar. (2012, November 12). Fachadas Solares. Retrieved December 28, 2014, from http://noticias.arq.com.mx/

Ayala Lopez, E. S., Cabrera Arciniega, M. Y., & Falcones Zambrano, S. (2013). Diseño y simulación del control de un sistema de generación fotovoltaico basado en un convertidor dc-dc elevador aislado, un convertidor dc-ac monofásico desconectado de la red y un banco de baterías. Retrieved from http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/24745

Barragán, A., & Eras, A. (2013, November). Revista N° 22 CIEELA, (22), 7–10.

Buitrón Proaño, R. D., & Burbano Gube, G. V. (2010). Elaboración de una normativa para el diseño y diagnóstico de sistemas fotovoltaicos residenciales autónomos para el Ecuador. Retrieved from http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2252

Carrillo Coll, Enric. (2009, June). *Instalación solar Fotovoltaica conectada a red* (Master thesis). Universidad Politécnica de Catalunya, Barcelona. Retrieved from http://upcommons.upc.edu/pfc/handle/2099.1/7170

Castejón Oliva, A., & Santamaría Herranz, G. (2012). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Pozuelo de Alarcón (Madrid: Editex.

Castejón Oliva, A., & Santamaría Herranz, G. (n.d.). *Instalaciones Solares Fotovoltaicos* (Vol. 1). EDITEX.

Chivelet, N. M., & Solla, I. F. (2007). *La Envolvente fotovoltaica en la arquitectura: criterios de diseño y aplicaciones* (Vol. 12). Reverté. Retrieved from http://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=Gpwzi3zgoUMC&oi=fnd&pg=PA7&dq=tipos+de+sistemas+fotovoltaicos+&ots=QX4EdhmBSD&sig=zIYga7e_wPzoDKm-FTMDMmvNBng

Componentes de una instalación solar fotovoltaica. (2010). MC Graw Hill. Retrieved from http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf

CONELEC. (1996, October 10). Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Retrieved from http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=203

CONELEC. (2000). *Procedimientos de despacho y operación* (No. (Version 2.0)) (p. 129). Ecuador: CONELEC. Retrieved from http://www.conelec.gob.ec/images/normativa/ProcedimientosDespacho.pdf

CONELEC. (2008a). Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 (Regulación No. CONELEC 006/08). Retrieved January 5, 2015, from http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=260

CONELEC. (2008b). ATLAS SOLAR DEL ECUADOR. Retrieved from http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf

CONELEC. (2013, October 8). Plan Maestro de Electrificación 2013-2022. Retrieved from http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=10329&l=1

CONELEC. (2014a). Cargos Tarifarios Únicos. CONELEC. Retrieved from http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10709_Cargos%20Tarifarios.pdf

CONELEC. (2014b). Consejo Nacional de Electricidad. Retrieved December 19, 2014, from http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1887

CONELEC. (2014c). TARIFA DE LA DIGNIDAD. Retrieved December 19, 2014, from http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1361&l=1

CONELEC. (2014d, March 8). Resumen Ejecutivo. Retrieved from https://www.celec.gob.ec/electroguayas/files/vol1.pdf

CONERGY. (2008). Estructura de soporte para tejado inclinado. Retrieved December 29, 2014, from http://www.archiexpo.es/prod/conergy/estructuras-soporte-tejados-inclinados-aplicaciones-fotovoltaicas-9591-585004.html

Correduria de seguros. (2014). Comparador de Seguros online. Retrieved January 15, 2015, from http://www.pontgrup.com/

Cuenca (Ecuador). (2014, December 20). In *Wikipedia, la enciclopedia libre*. Retrieved from http://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Cuenca_(Ecuador)&oldid=78835682

Diaz Tomas, & Carmona Guadalupe. (2010, January 4). Instalaciones Solares Fotovoltaicas. MC Graw Hill. Retrieved from http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf

Díaz Villar, P. (2003). *Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos: Aplicación a la electrificación rural*. Telecomunicacion. Retrieved from http://oa.upm.es/169/1/PABLO_DIAZ_VILLAR.pdf

Dirección General de Industria, & Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda. (2009, May 27). Guía de Integración Solar Fotovoltaica (2009). Retrieved December 29, 2014, from http://www.fenercom.com/pages/publicaciones/publicacion.php?id=113

Direct Industry. (2014). Hukseflux Thermal Sensors B.V. Retrieved December 30, 2014, from http://www.directindustry.fr/prod/hukseflux-thermal-sensors-bv/pyranometres-88003-826305.html#product-item_826315

Duffie, J. A., & Beckman, W. (1980). *Solar Engineering of Therman Processes* (Second Edition.). New York: A Wiley-Intersciencie Publication.

Durán, M., & Lobo-Guerrero, A. (2012, July 31). Energías renovables en el ámbito rural: desde las microgrids y la generación distribuida como alternativas. Retrieved from http://energyforenergy.blogspot.com/2012/07/normal-0-21-false-false-false-es-trad-x_31.html

EcoPotencia. (2010). Energia Ecológica a su alcance. Retrieved November 19, 2014, from http://www.ecopotencia.com/incidencia.html

E-DUCATIVA CATEDU. (n.d.). 3.3. Sistemas aislados vs. conectados a red [Educativa]. Retrieved December 15, 2014, from http://e-ducativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1088/html/33_sistemas_aislados_vs_conectados_a_red.html

Energía Now. (2010). Componentes de un sistema fotovoltaico. Pepito. Retrieved from http://www.energianow.com/Articulos/Componentes_Sistema_Fotovoltaico.pdf

Energía Solar. (n.d.). Retrieved November 25, 2014, from http://www.si3ea.gov.co/EnergiaAlternativa/energia_solar.swf

Espinoza Arce, M. A., & Sánchez Egues, C. R. (2013). *Propuesta de promoción turística para Cuenca-Ecuador dirigido a estudiantes de intercambio entres los 17 y 25 años de edad en las ciudades de Charlottesville Virginia y Mosrristown New Jersey en los Estados Unidos año 2011-2012*. Universidad del Azuay. Retrieved from dspace.uazuay.edu.ec/bitstream/datos/3165/1/09940.pdf

Fernández Salgado, J. M. (2010). *Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica (adaptado al código técnico y al nuevo RITE)*. Madrid; S.l.: A. Madrid Vicente ; Mundi-Prensa.

Gasquet, H. L. (1997). *Conversión de la luz solar en Energía Eléctrica: Manual Teórico y Práctico sobre los sistemas Fotovoltaicos*. Gasquet. Retrieved from http://www.solartronic.com/download/sistemasfv.pdf

Hidalgo, O. I. O., & Boada Carabalí, A. G. (2013, November). *Procedimiento técnico para la implementación de micro centrales eléctricas utilizando paneles*

fotovoltaicos. Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca. Retrieved from http://www.dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/6348/1/UPS-KT00800.pdf

INEC. (2010). Ecuador en Cifras. Retrieved from http://www.ecuadorencifras.gob.ec/wp-content/descargas/Manu-lateral/Resultados-provinciales/azuay.pdf

INGENOVA. (2004). Ingenova Proyectos S.L. Retrieved December 2, 2014, from http://www.ingenova.tv/index.php?o=2

Instituto Ecuatoriano de Normalización. (2011, June 4). Norma Ecuatoriana de Cosntrucción-NEC 11. Retrieved from http://www.cimeg.org.ec/normasnec/NEC2011-CAP.14-ENERGIAS%20RENOVABLES-021412.pdf

Lojano Chacha, D. I., & Rios González, O. D. (2013). Análisis técnico-económico para la generación de energía solar fotovoltaica en el Ecuador y su conexión a la red pública, basada en el artículo 63 de la regulación No. CONELEC-004/11. Retrieved from http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/369

Macancela Zhumi, L. G. (2012, June). *DIAGNÓSTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CORRESPONDIENTES A LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO YANTSA ii ETSARI*. Universidad de Cuenca, Cuenca. Retrieved from http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/689/1/te321.pdf

Macancela Zhumi Luis Gerardo. (2012). Diagnóstico de la implementación de los sistemas fotovoltaicos correspondientes a la primera etapa del proyecto Yantsa ii Etsari. Retrieved from http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/689

Michell Paulina Restrepo Segura. (2013). *Diseño de sistemas fotovoltaicos asistido por computador* (Thesis). Universidad Tecnológica de Pereira. Retrieved from http://repositorio.utp.edu.co/dspace/handle/11059/3869

Miguel A. Egido, & María Camino. (2008). Guía de Normas y Protocolos Técnicos para Electrificación Rural con Energías Renovables. DOSBE. Retrieved from

http://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/dosbe_guia_de_normas_y_protocolos.pdf

Miquélez Senosiáin Vicente. (2012, February 10). *Piranómetro Fotovoltaico*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros industriales y de Telecomunicaciones, Pamplona. Retrieved from http://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/4670/577682.pdf?sequence=1

Municipalidad de Cuenca, I. (2014). Cuenca Ecuador. Municipio de Cuenca. Retrieved from http://www.cuenca.com.ec/cuencanew/node/3

Nuñez Ortiz Fernanda Maribel. (2013, November 6). *Estudio de factibilidad para generación solar fotovoltáica de 1MW con conexión a la red de M.T. en la ESPOCH* (Thesis). Retrieved from http://dspace.espoch.edu.ec/handle/123456789/2897

Nuria G3. (2002, March 5). Energía Solar. Ente Vasco de la Energia. Retrieved from http://www.eve.es/CMSPages/GetFile.aspx?guid=62739949-bde7-4cdc-bcb4-04145ba9b511

Oña, M., & Guillermo, J. (2006). Estudio de sistemas híbridos (eólico-Solar) de energía para iluminación y bombeo en la escuela y viviendas de la comunidad PITIUR en el Oriente Ecuatoriano. Retrieved from http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/163

Onyx Solar. (2014, July 31). eficiencia energética- Integración Fotovoltaica en Edificios (BIPV) y Green Building. Retrieved from https://edificacionsostenible.wordpress.com/tag/eficiencia-energetica/

Paneles solares para electrificar zonas rurales. (2013, January 6). [Noticias]. Retrieved December 15, 2014, from http://www.tvperu.gob.pe/noticias/economia/negocios/46034-gobierno-instalara-500-mil-paneles-solares-para-electrificar-zonas-rurales.html

Romero, F. C., & Abella, M. A. (2006). Sistemas fotovoltaicos conectados a red: estimación de la energía generada (I). *Era Solar: Energías Renovables*, (131), 36–47.

Rubén Crego Villarroel. (2013, January 7). *Diseño de una instalación fotovoltaica de venta a red con monitorización de energía* (Tesis de grado). Universidad Politécnica de Catalunya, Barcelona. Retrieved from http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/19463/1/Mem%C3%B2ria.pdf

Sanz López-Argumedo, E. (2009). Estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica conecta a red de 5kw. Retrieved from http://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/8694

SENSOVANT. (2014). Medidor de Radiación Solar PIRHELIÓMETRO. Retrieved January 7, 2015, from http://sensovant.com/productos/meteorologia/radiacion-solar/articulo/medidor-de-radiacion-solar-pirheliometro-DR01.html

SRS Energy. (2009, June 21). Tejas solares. Retrieved from http://www.ison21.es/2009/06/21/tejas-solares-la-elegancia-tiene-precio/

SRS Energy. (2014, January 11). Las tejas solares fotovoltaicas. Retrieved December 29, 2014, from http://www.elconstructor.com.mx/index.php/secciones/desarrollo-sustentable-y-medio-ambiente/747-las-tejas-solares-fotovoltaicas-y-termicas-una-solucion-y-alternativa-a-los-paneles-solares-para-aprovechar-las-energias-libres-y-sostenibles

Taller nuevas tecnologías. (2005). Energia solar, relación con el Medio Ambiente. Retrieved December 15, 2014, from http://www.oni.escuelas.edu.ar/2005/GCBA/803/es/003.htm

Tejada Duque, C. A., & Motoche Rivera, L. C. (2012, December). *Posicionamiento de paneles solares usando lógica difusa para prácticas de laboratorio de control automático* (Thesis). Retrieved from http://localhost:8080/xmlui/handle/123456789/3278

Vidrios fotovoltaicos VidurSolar®. (2014). Retrieved from http://www.globalglassolutions.com/2012/01/vidrios-fotovoltaicos-vidursolar_12.html

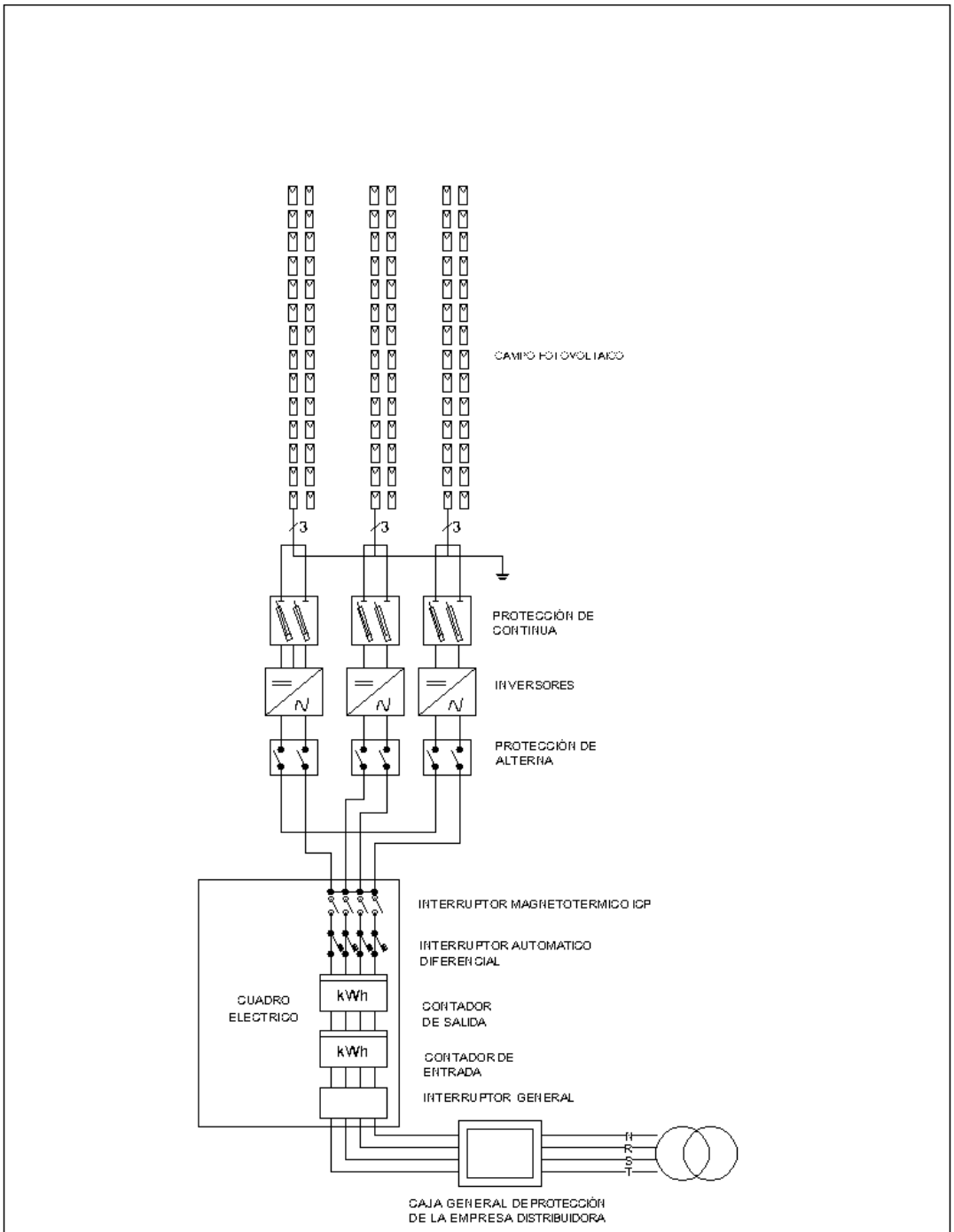
Weather2Travel. (2005). Cuenca Climate and Weather Averages, Ecuador. Retrieved January 3, 2015, from http://www.weather2travel.com/climate-guides/ecuador/cuenca.php

WordPress y Atahualpa. (2010). Construir panel fotovoltaico. Retrieved January 3, 2015, from http://www.lawebdelasenergiasrenovables.com/construir-panel-fotovoltaico-parte-2/

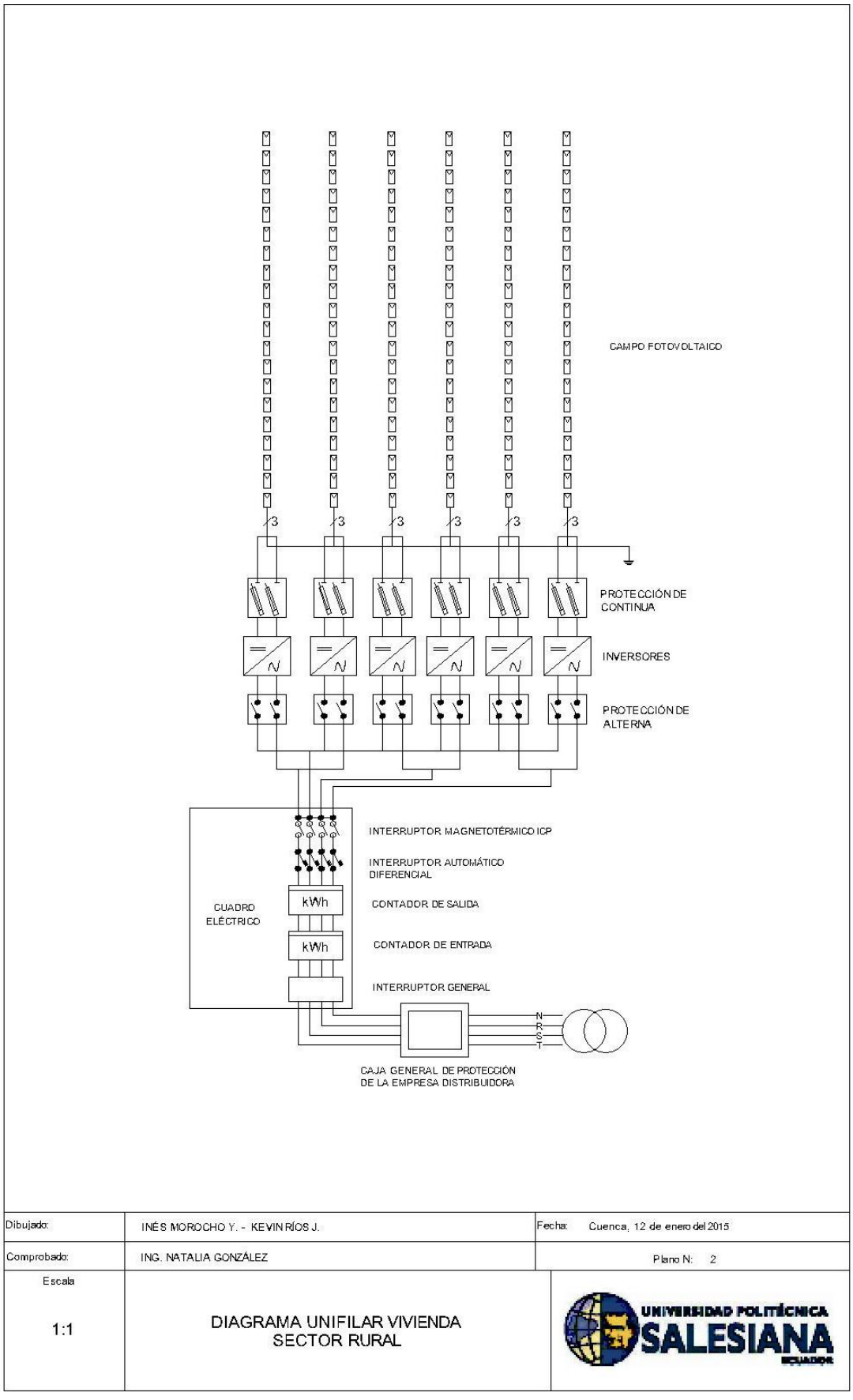
World Climate Guide | Historical Weather Averages for Travel Agents, Travellers & Holiday-makers. (2001). Retrieved January 3, 2015, from http://worldclimateguide.co.uk/#8953874022085482

ANEXOS

Anexo 1: Diagrama Unifilar de la vivienda del sector Urbano



Anexo 2: Diagrama Unifilar de la vivienda del sector rural



Anexo 3: Informe generado por el software PVsyst para la vivienda del sector urbano.

PVSYST V6.32		20/01/15	Página 1/5

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	**Proyecto Conectado a la Red at Cuenca**				
Lugar geográfico	**Cuenca**		País	**Ecuador**	
Ubicación	Latitud	2.9°S	Longitud	79.0°W	
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-5	Altitud	2523 m	
	Albedo	0.20			
Datos climatológicos:	**Cuenca**	Síntesis - Meteonorm 6.1			

Variante de simulación :	**yanuncay**				
	Fecha de simulación	20/01/15 19h59			

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación	15°	Acimut	0°	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm	
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos				
Sombras cercanas	Sin sombreado				

Características generador FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	**SM636-150W**		
		Fabricante	SIMAX		
Número de módulos FV		En serie	14 módulos	En paralelo	6 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	84	Pnom unitaria	150 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	**12.60 kWp**	En cond. funciona.	11.64 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	231 V	I mpp	50 A
Superficie total		Superficie módulos	**84.2 m²**		

Inversor		Modelo	**PVI 4000TL**		
		Fabricante	BLUE SOLAR		
Características		Tensión Funciona.	110-530 V	Pnom unitaria	4.00 kWac
Banco de inversores		N° de inversores	3 unidades	Potencia total	12.00 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador		77 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	1.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Proyecto Conectado a la Red at Cuenca**

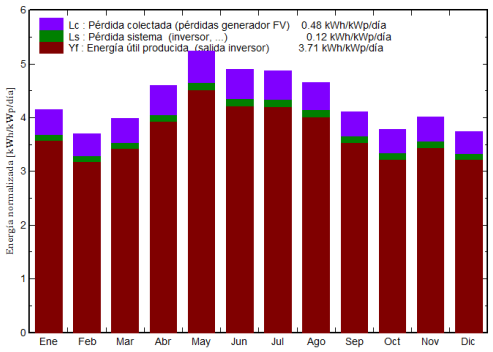
Variante de simulación : **yanuncay**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**			
Orientación Campos FV	inclinación	15°		acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SM636-150W		Pnom	150 Wp
Generador FV	N° de módulos	84		Pnom total	**12.60 kWp**
Inversor	Modelo	PVI 4000TL		Pnom	4000 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0		Pnom total	**12.00 kW ac**
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

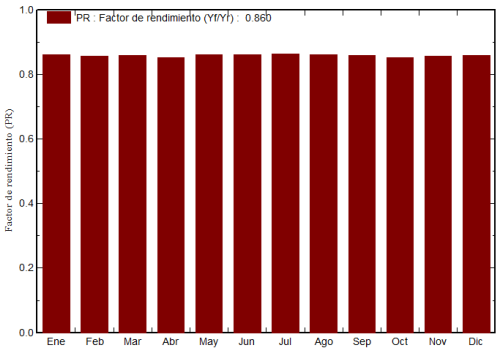
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	**Energía producida**	**17.07 MWh/año**	Produc. específico	1355 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	86.0 %		
Inversión	Total incl. impuestos	42345 US$	Específico	3.36 US$/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 8.0%, 10 años)	6311 US$/a.	Costo de explotación	0 US$/a.
Costo de energía		**0.37 US$/kWh**		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 12.60 kWp



Factor de rendimiento (PR)



yanuncay

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	142.1	15.67	128.6	123.2	1.442	1.397	13.33	12.91
Febrero	110.2	15.73	103.7	99.7	1.161	1.122	13.30	12.85
Marzo	126.5	15.47	123.4	119.0	1.383	1.338	13.31	12.88
Abril	134.6	15.50	138.2	133.8	1.534	1.485	13.19	12.77
Mayo	150.3	15.35	162.4	157.3	1.819	1.765	13.31	12.91
Junio	133.9	14.62	147.1	142.6	1.646	1.596	13.30	12.90
Julio	139.1	14.64	151.1	146.6	1.696	1.644	13.34	12.93
Agosto	138.4	14.75	144.4	139.7	1.619	1.569	13.32	12.92
Septiembre	123.1	15.04	123.2	119.1	1.381	1.336	13.32	12.88
Octubre	122.8	15.64	117.2	112.9	1.305	1.259	13.23	12.77
Noviembre	131.8	15.65	120.5	115.5	1.346	1.303	13.28	12.85
Diciembre	129.5	15.59	116.1	111.1	1.300	1.256	13.30	12.86
Año	1582.2	15.30	1575.9	1520.4	17.631	17.069	13.29	12.87

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

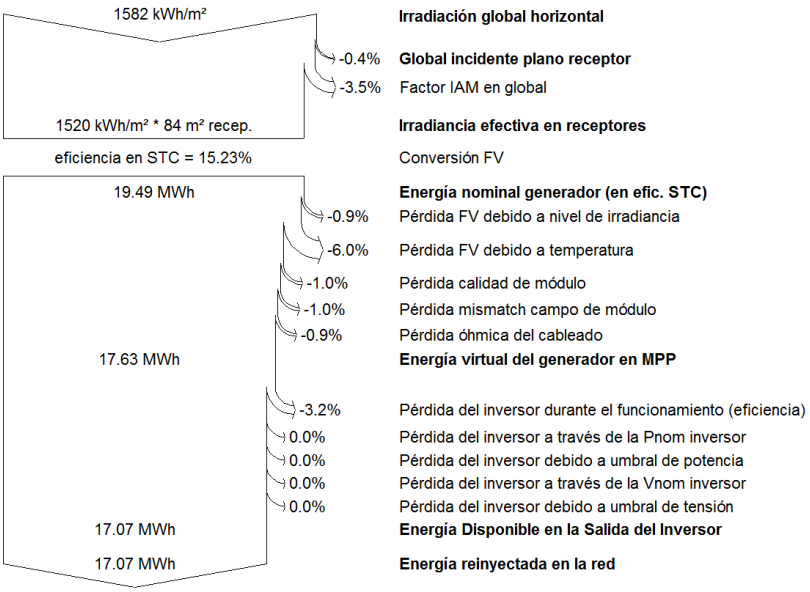
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Proyecto Conectado a la Red at Cuenca**

Variante de simulación : **yanuncay**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SM636-150W	Pnom	150 Wp
Generador FV	N° de módulos	84	Pnom total	**12.60 kWp**
Inversor	Modelo	PVI 4000TL	Pnom	4000 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	**12.00 kW ac**
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Evaluación económica

Proyecto : **Proyecto Conectado a la Red at Cuenca**

Variante de simulación : **yanuncay**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SM636-150W	Pnom	150 Wp
Generador FV	N° de módulos	84	Pnom total	**12.60 kWp**
Inversor	Modelo	PVI 4000TL	Pnom	4000 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	**12.00 kW ac**
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Inversión

Módulos FV (Pnom = 150 Wp)	84 unidades	240 US$ / unidad	20160	US$
Soportes/Integración		51 US$ / módulo	4284	US$
Inversores (Pnom = 4.0 kW ac)	3 unidades	2390 US$ / unidad	7170	US$
Ajustes, cableado, ...			500	US$
otros			1705	US$
Transporte y y montaje			1705	US$
Ingeniería			6821	US$
Sustitución subestimada			0	US$
Inversión bruta (sin impuestos)			**42345**	**US$**

Financiamiento

Inversión bruta (sin impuestos)		42345	US$
Impuestos sobre la inversión (IVA)	Tasa 0.0 %	0	US$
Inversión bruta (con IVA)		42345	US$
Subsidios		0	US$
Inversión neta (todos impuestos incluidos)		**42345**	**US$**
Anualidades	(Préstamo 8.0 % sobre 10 años)	6311	US$/año
Costos de explotación anuales: mantenimiento, seguros ...		0	US$/año
Costo total anual		**6311**	**US$/año**

Costo de energía

Energía producida	17.1	MWh / año
Costo de la energía producida	0.37	US$ / kWh

Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : **Proyecto Conectado a la Red at Cuenca**

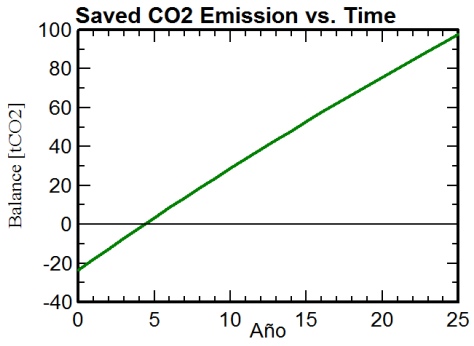
Variante de simulación : **yanuncay**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SM636-150W	Pnom	150 Wp
Generador FV	N° de módulos	84	Pnom total	**12.60 kWp**
Inversor	Modelo	PVI 4000TL	Pnom	4000 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	**12.00 kW ac**
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Produced Emissions	**Total:**	**23.37 tCO2**		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	**Total:**	**136.1 tCO2**		
	System production:	17.07 MWh/a.	Lifetime:	25 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	319 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Ecuador
CO2 Emission Balance	**Total:**	**97.6 tCO2**		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	2.13 kgCO2/kg
Quantity	12.6 kWp	840 kg
Subtotal [kgCO2]	21580	1787



Anexo 4: Informe generado por el software PVsyst para la vivienda del sector rural.

PVSYST V6.32		20/01/15	Página 1/5

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **NULTI**

Lugar geográfico	**Cuenca**		País	**Ecuador**
Ubicación	Latitud	2.9°S	Longitud	79.0°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-5	Altitud	2523 m
	Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	**Cuenca**	Síntesis - Meteonorm 6.1		

Variante de simulación : **Nulti**

Fecha de simulación 20/01/15 23h14

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación	14°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sin sombreado			

Características generador FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	**SM636-150W**	
		Fabricante	SIMAX	
Número de módulos FV		En serie	20 módulos	En paralelo 6 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	120	Pnom unitaria 150 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	**18.00 kWp**	En cond. funciona. 16.62 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	331 V	I mpp 50 A
Superficie total		Superficie módulos	**120 m²**	

Inversor		Modelo	**Sunny Boy 3000W**	
		Fabricante	SMA	
Características		Tensión Funciona.	224-480 V	Pnom unitaria 2.75 kWac
Banco de inversores		N° de inversores	6 unidades	Potencia total 16.50 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	110 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **NULTI**

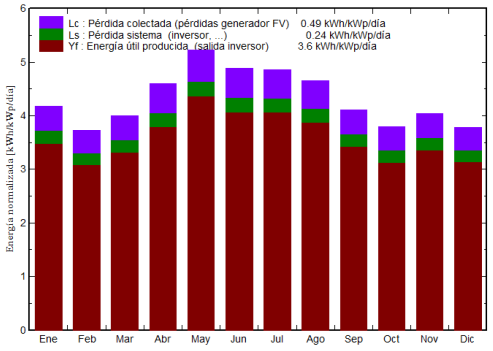
Variante de simulación : **Nulti**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Orientación Campos FV	inclinación	14°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SM636-150W	Pnom	150 Wp
Generador FV	N° de módulos	120	Pnom total	**18.00 kWp**
Inversor	Modelo	Sunny Boy 3000W	Pnom	2750 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	6.0	Pnom total	**16.50 kW ac**
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

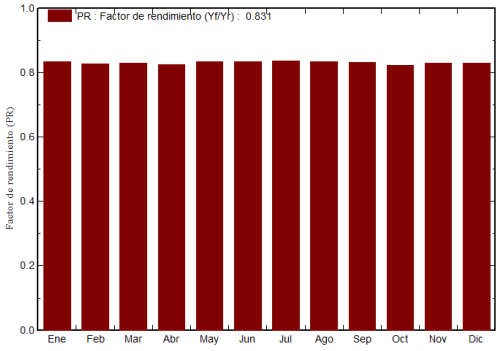
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	**Energía producida**	**23.63 MWh/año**	Produc. específico	1313 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	83.1 %		
Inversión	Total incl. impuestos	62504 US$	Específico	3.47 US$/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 8.0%, 10 años)	9315 US$/a.	Costo de explotación	0 US$/a.
Costo de energía		**0.39 US$/kWh**		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 18.00 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Nulti

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	142.1	15.67	129.7	124.3	2.077	1.946	13.32	12.48
Febrero	110.2	15.73	104.3	100.3	1.667	1.556	13.29	12.41
Marzo	126.5	15.47	123.8	119.4	1.981	1.853	13.31	12.45
Abril	134.6	15.50	138.2	133.8	2.191	2.052	13.19	12.35
Mayo	150.3	15.35	161.8	156.7	2.589	2.434	13.30	12.51
Junio	133.9	14.62	146.4	142.0	2.341	2.199	13.30	12.49
Julio	139.1	14.64	150.5	146.0	2.414	2.266	13.34	12.52
Agosto	138.4	14.75	144.2	139.5	2.309	2.167	13.32	12.50
Septiembre	123.1	15.04	123.4	119.2	1.975	1.847	13.31	12.45
Octubre	122.8	15.64	117.8	113.4	1.872	1.745	13.22	12.33
Noviembre	131.8	15.65	121.4	116.4	1.937	1.813	13.27	12.42
Diciembre	129.5	15.59	117.1	112.1	1.873	1.749	13.30	12.42
Año	1582.2	15.30	1578.7	1523.0	25.227	23.628	13.29	12.45

Leyendas:
- GlobHor: Irradiación global horizontal
- T Amb: Temperatura Ambiente
- GlobInc: Global incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray: Energía efectiva en la salida del generador
- E_Grid: Energía reinyectada en la red
- EffArrR: Eficiencia Esal campo/superficie bruta
- EffSysR: Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

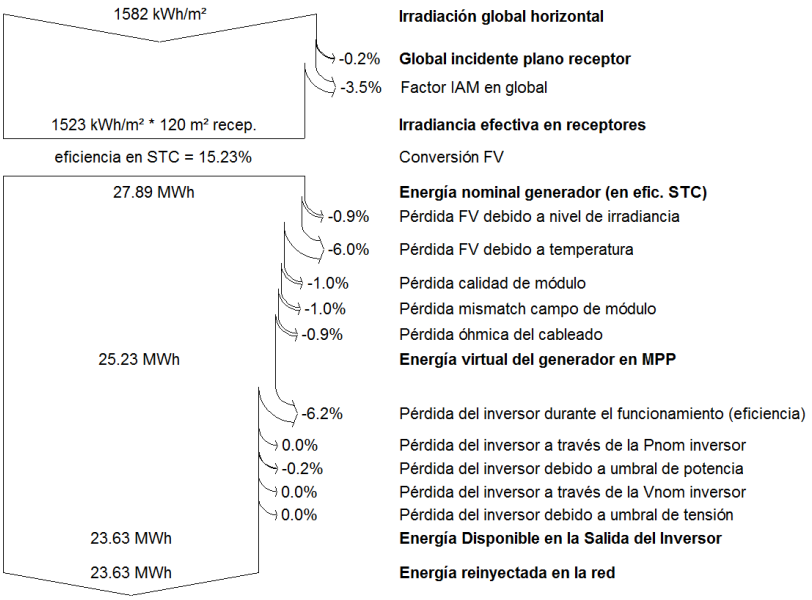
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **NULTI**

Variante de simulación : **Nulti**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Orientación Campos FV	inclinación	14°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SM636-150W	Pnom	150 Wp
Generador FV	N° de módulos	120	Pnom total	**18.00 kWp**
Inversor	Modelo	Sunny Boy 3000W	Pnom	2750 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	6.0	Pnom total	**16.50 kW ac**
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Evaluación económica

Proyecto : **NULTI**

Variante de simulación : **Nulti**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Orientación Campos FV	inclinación	14°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SM636-150W	Pnom	150 Wp
Generador FV	N° de módulos	120	Pnom total	**18.00 kWp**
Inversor	Modelo	Sunny Boy 3000W	Pnom	2750 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	6.0	Pnom total	**16.50 kW ac**
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Inversión

Módulos FV (Pnom = 150 Wp)	120 unidades	240	US$ / unidad	28800 US$
Soportes/Integración		50	US$ / módulo	6048 US$
Inversores (Pnom = 2.8 kW ac)	6 unidades	2009	US$ / unidad	12056 US$
Ajustes, cableado, ...				600 US$
otros				2500 US$
Transporte y y montaje				2500 US$
Ingeniería				10000 US$
Sustitución subestimada				0 US$
Inversión bruta (sin impuestos)				**62504 US$**

Financiamiento

Inversión bruta (sin impuestos)		62504	US$
Impuestos sobre la inversión (IVA)	Tasa 0.0 %	0	US$
Inversión bruta (con IVA)		62504	US$
Subsidios		0	US$
Inversión neta (todos impuestos incluidos)		**62504**	**US$**
Anualidades	(Préstamo 8.0 % sobre 10 años)	9315	US$/año
Costos de explotación anuales: mantenimiento, seguros ...		0	US$/año
Costo total anual		**9315**	**US$/año**

Costo de energía

Energía producida	23.6	MWh / año
Costo de la energía producida	0.39	US$ / kWh

Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : **NULTI**

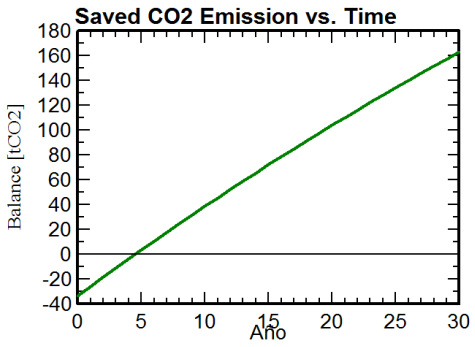
Variante de simulación : **Nulti**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Orientación Campos FV	inclinación	14°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SM636-150W	Pnom	150 Wp
Generador FV	N° de módulos	120	Pnom total	**18.00 kWp**
Inversor	Modelo	Sunny Boy 3000W	Pnom	2750 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	6.0	Pnom total	**16.50 kW ac**
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Produced Emissions	**Total:**	**33.38 tCO2**		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	**Total:**	**226.1 tCO2**		
	System production:	23.63 MWh/a.	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	319 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Ecuador
CO2 Emission Balance	**Total:**	**162.8 tCO2**		

System Lifecycle Emissions Details:

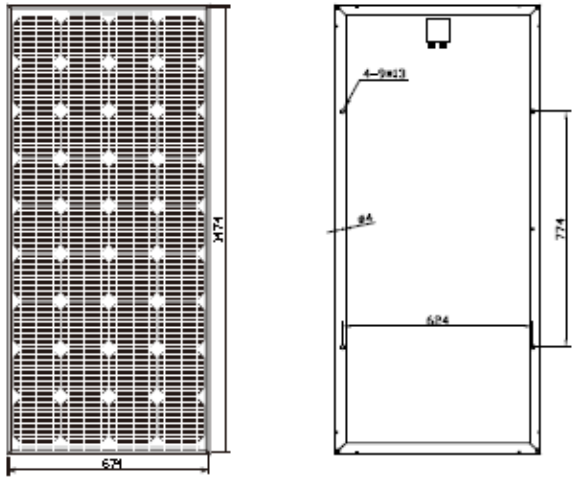
Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	2.13 kgCO2/kg
Quantity	18.0 kWp	1200 kg
Subtotal [kgCO2]	30829	2553



Anexo 5: Datasheet del módulo fotovoltaico SM636-150

TECHNICAL DATA SHEET
SM636-150

Technical Data	
Type	SM636-150
Type of Solar Cell	Mono-crystalline, 156mm×156mm
Number of Cells	36 pcs
Size of module	1482×676×35mm (156×156mm cell)
Module, Weight	12 kg
Connector / Cross-Section	Qixi Renhe
Cables, Length (+/-)	Customizable
Front Cover Glass	Safety Glass
Front Cover Glass, Thickness	3.2 mm
Frame	Anodized Aluminium



Electrical Data		
Maximum Power	$P_{MPP\,STC}$	150 W
Power Tolerance	Δ_{STC}	+2%
Maximum Power Voltage	$U_{MPP\,STC}$	18.1 V
Maximum Power Current	$I_{MPP\,STC}$	8.42 A
Open Circuit Voltage	$U_{OC\,STC}$	22.6 V
Short Circuit Current	$I_{SC\,STC}$	8.88 A
Cell Efficiency	η_{STC}	15.5 %
Maximum System Voltage	U_{DC}	1000 V

STC: Irradiance 1000 W/m²; Spectrum AM 1,5; Cell Temperature 25°C, Wind 0 m/s

Temperature Coefficients		
Power Coefficient	$\alpha_k\,(P_{MPP})$	-0.50 ± 0.05 %/K
Voltage Coefficient	$\beta_k\,(U_{OC})$	-0.35 ± 0.01 %/K
Current Coefficient	$\varphi_k\,(I_{SC})$	0.06 ± 0.01 %/K

Power Warranty
10 years performance warranty to 90 %
25 years performance warranty to 80 %
5 years warranty against production and material defects

Certifications
IEC 61215, IEC 61730 ,TUV, CE, ISO9001:2000

Anexo 6: Datasheet del inversor SUNNY BOY 3000.

Datos técnicos	Sunny Boy 1200	Sunny Boy 1700	Sunny Boy 2500	Sunny Boy 3000
Entrada (CC)				
Potencia máxima de CC (con cos φ=1)	1320 W	1850 W	2700 W	3200 W
Tensión máx. de CC	400 V	400 V	600 V	600 V
Rango de tensión MPP	100 V - 320 V	147 V - 320 V	224 V - 480 V	268 V - 480 V
Tensión nominal de CC	120 V	180 V	300 V	350 V
Tensión de CC mín. / tensión inicial	100 V / 120 V	139 V / 180 V	224 V / 300 V	268 V / 330 V
Corriente máx. de entrada / por String	12,6 A / 12,6 A	12,6 A / 12,6 A	12 A / 12 A	12 A / 12 A
Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia (MPP) / Strings por seguidor del punto de máxima potencia (MPP)	1 / 2	1 / 2	1 / 3	1 / 3
Salida (CA)				
Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	1200 W	1550 W	2300 W	2750 W
Potencia aparente de CA máxima	1200 VA	1700 VA	2500 VA	3000 VA
Tensión nominal de CA; rango	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA; rango	50, 60 Hz; ±4,5 Hz	50, 60 Hz; ±4,5 Hz	50, 60 Hz; ±4,5 Hz	50, 60 Hz; ±4,5 Hz
Corriente máx. de salida	6,1 A	8,6 A	12,5 A	15 A
Factor de potencia (cos φ)	1	1	1	1
Fases de inyección / fases de conexión	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Rendimiento				
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	92,1 % / 90,9 %	93,5 % / 91,8 %	94,1 % / 93,2 %	95,0 % / 93,6 %
Dispositivos de protección				
Protección contra polarización inversa (CC)	●	●	●	●
Seccionador de carga de CC ESS	●	●	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●	●	●
Monitorización de cortocircuito a tierra	●	●	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Conexión galvánica / unidad de monitorización de corriente de fallo sensible a la corriente universal	●/–	●/–	●/–	●/–
Clase de protección / categoría de sobretensión	I / III	I / III	I / III	I / III
Datos generales				
Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214
Peso	23 kg	25 kg	28 kg	32 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emisiones de ruido (típicas)	≤ 41 dB(A)	≤ 46 dB(A)	≤ 33 dB(A)	≤ 30 dB(A)
Consumo característico nocturno	< 0,1 W	< 0,1 W	< 0,25 W	< 0,25 W
Topología	Transformador de baja frecuencia	Transformador de baja frecuencia	Transformador de baja frecuencia	Transformador de baja frecuencia
Sistema de refrigeración	Convección	Convección	Convección	Convección
Tipo de protección electrónica / área de conexión (según CEI 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Clase climática (según CEI 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
Características				
Conexión de CC: SUNCLIX	●	●	●	●
Conexión de CA: terminal de tornillo / conector / terminal de muelle	–/●/–	–/●/–	–/●/–	–/●/–
Display: línea de texto / gráfica	●/–	●/–	●/–	●/–
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	o/o	o/o	o/o	o/o
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	●/o/o/o/o	●/o/o/o/o	●/o/o/o/o	●/o/o/o/o
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, VDE 0126-1-1, UTE C 15-712-1*, DK 5940**, RD 1663, GB3/1-1, CER/06/190 (sólo SB 1700), PPC, AS4777, EN 50438***, C10/C11, PPDS, IEEE 929		CE, VDE 0126-1-1, DK 5940**, RD 1663, GB3/1-1, CER/06/190, PPC, AS4777, EN 50438***, C10/C11, PPDS	

* Bajo petición ** Sólo válida para la versión IT *** No se aplica a todas las desviaciones nacionales de la norma EN 50438

● De serie o Opcional – No disponible Datos en condiciones nominales

Modelo comercial	SB 1200	SB 1700	SB 2500	SB 3000

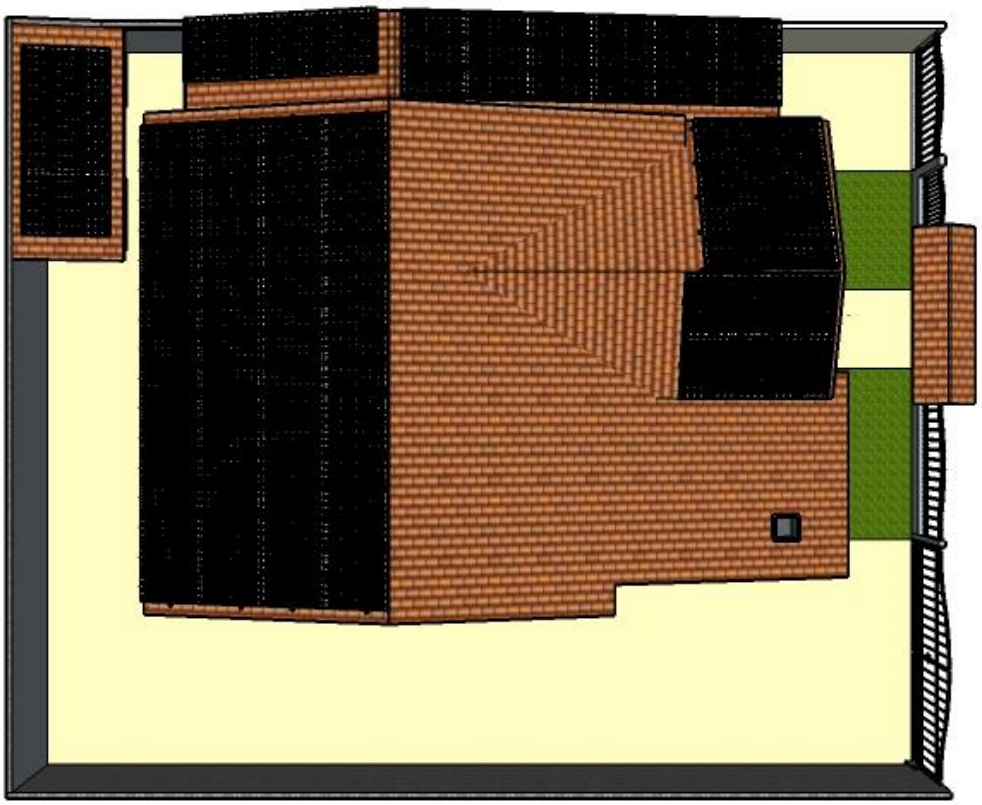
Anexo 7: Datasheet del inversor BLUE SOLAR

BlueSolar Grid Inverter	1500	2000	2800	4000	5000
GRID OUTPUT (AC)					
Nominal output power	1500W	2000W	2800W	4000W	5000W
Maximum output power	1650W	2200W	3000W	4400W	5500W
Nominal output current	6.52A	8.7A	12A	17.5A	22A
Maximum output current	7.2A	9.5A	13A	19A	24A
Maximum fuse protection	16A	16A	16A	25A	25A
Harmonic distortion of output current	<3% at nominal power <5% at 50% power				
Nominal AC output voltage	220V - 230V - 240V				
Power factor	>0,99% at nominal power				
Operating AC voltage range	190-260V				
Nominal AC frequency	50Hz				
Operating AC frequency range	45.5-54.5Hz				
Internal consumption at night	<0,1W				
Short circuit proof	Yes				
SOLAR INPUT (DC)					
Maximum input voltage	450V	500V	500V	550V	550V
Input Voltage MPPT range	110-430V	110-480V	110-480V	110-530V	110-530V
Maximum input current	9A	10A	13A	18A	20A
Maximum input power	1750W	2280W	3160W	4500W	5200W
Number of MPPT trackers	1	1	1	1	1
Number of strings	1	1	2	4	4
Start-up power	7W	7W	7W	10W	10W
Ground fault monitoring	RCMU (residual current monitoring unit)				
Reverse polarity protection	Yes, with short circuit diode				
EFFICIENCY					
Maximum efficiency	95.5%	96.4%	96.4%	97.8%	97.8%
European standard efficiency	94.5%	95.4%	95.5%	96.7%	96.9%
GENERAL					
Topology	Transformerless				
Communication port	RS232				
Operating temperature range	-20°C to 60°C (automatic power limit in case of internal over temperature)				
Nominal power temperature range	-20°C to 55°C				
Storage temperature range	-20°C to 70°C				
Maximum operating altitude	2000 m (5% derating at 4000 m)				
Cooling method	Natural convection				
Relative humidity	Max 95%				
ENCLOSURE					
Protection degree	IP54				
DC connectors	MC4 (Multi Contact 4mm)				
Weight (kg)	14.8 kg	14.8 kg	14.8 kg	20.7 kg	20.7 kg
Dimensions (hxwxd, mm)	376x415x125	376x415x125	376x415x125	368x475x195	368x475x195

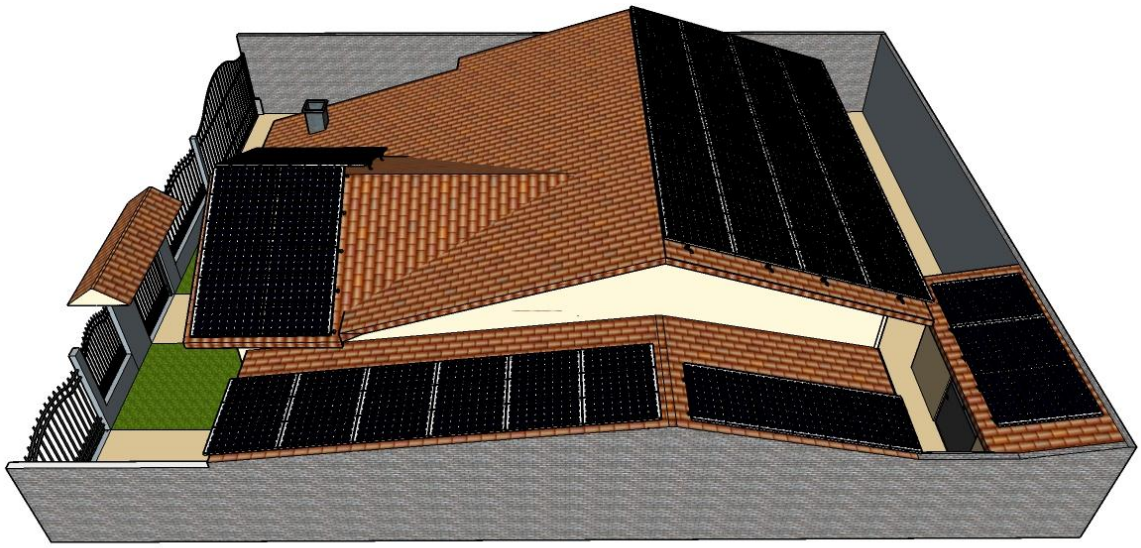
Anexo 8: Vistas de la vivienda del sector rural, después de realizar la instalación fotovoltaica

Vista Frontal

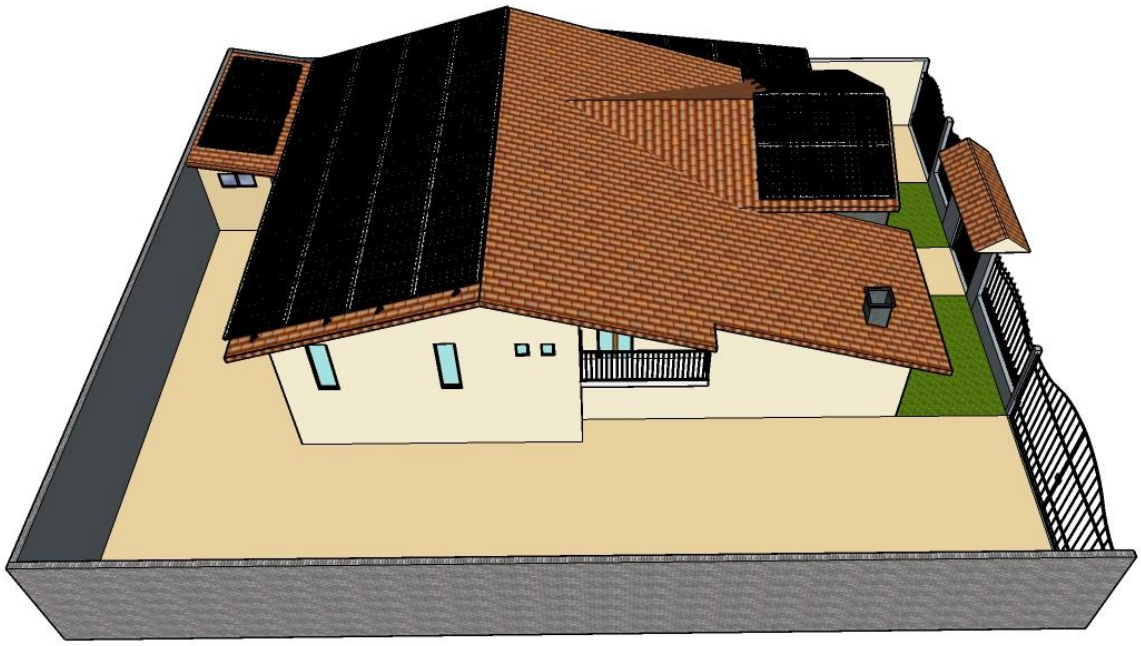
Vista superior



Vista lateral derecha



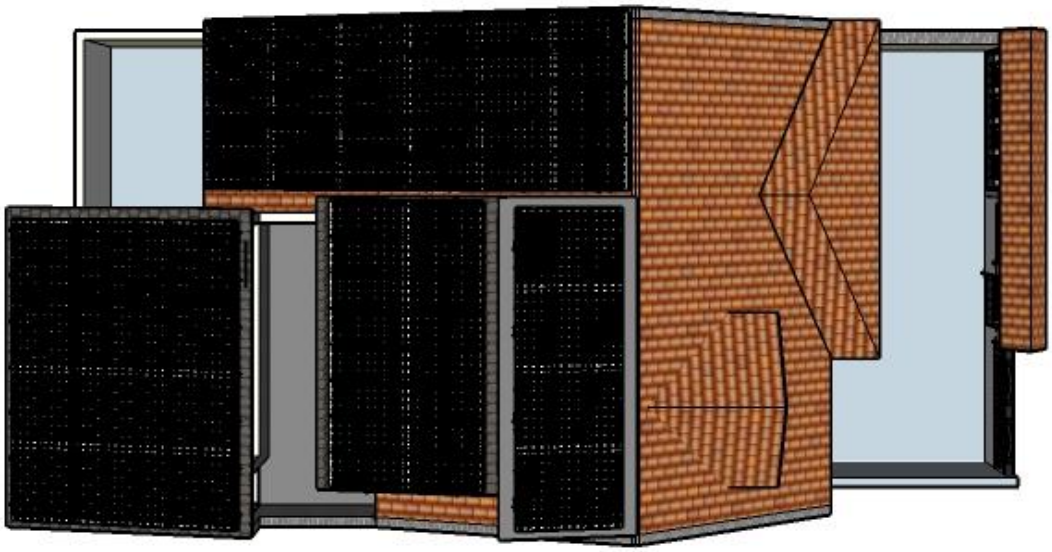
Vista lateral izquierda



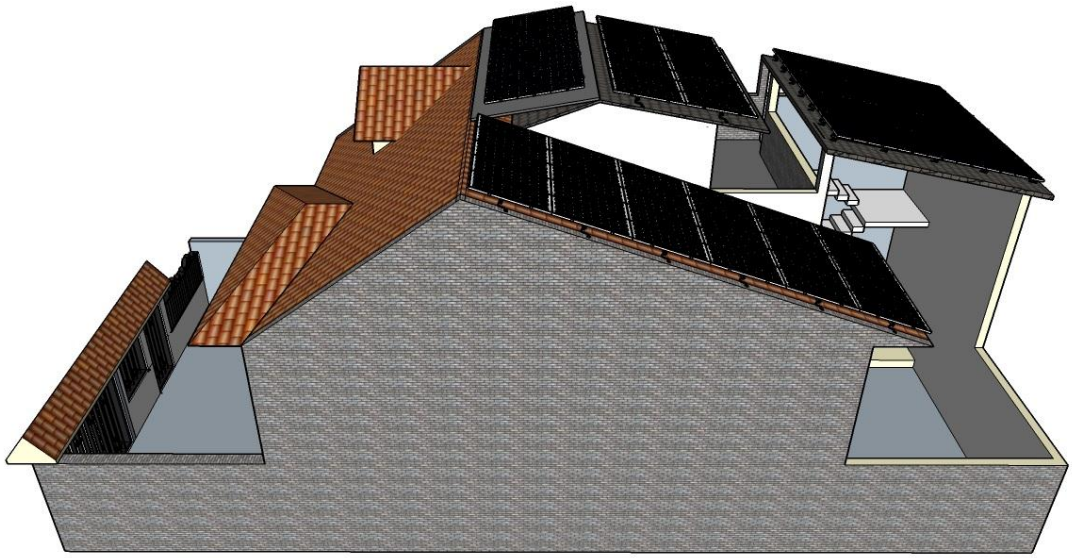
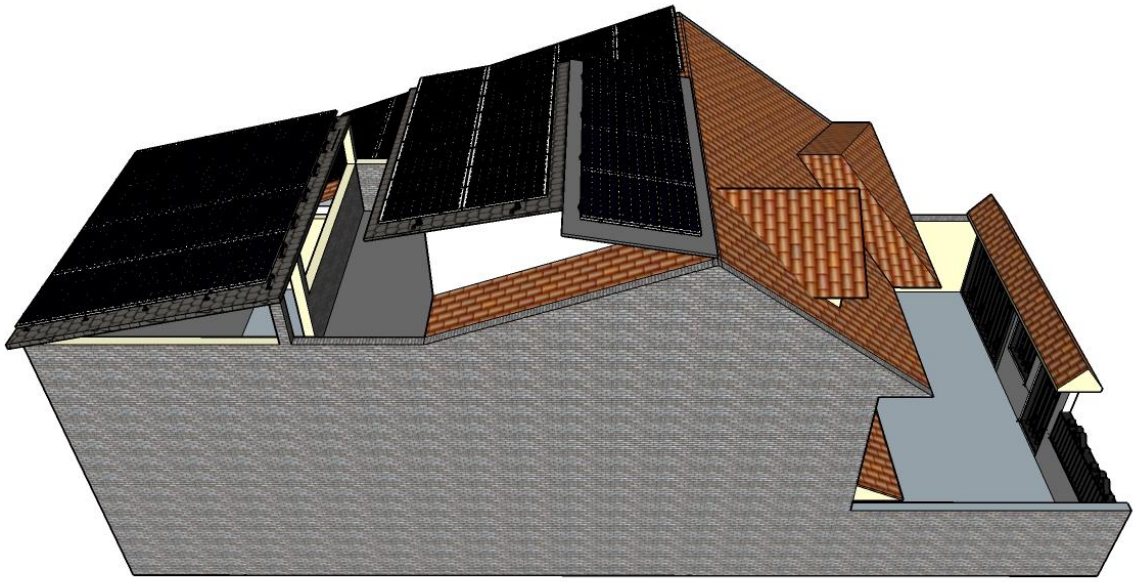
Anexo 9: Vistas de la vivienda del sector urbano, después de realizar la instalación fotovoltaica

Vista Frontal

Vista superior



Vista lateral derecha



Vista lateral izquierda