

Maestría en

ENERGÍAS RENOVABLES

Tesis previa a la obtención del título de Magíster en Energías Renovables.

AUTORES:

Armas Rodríguez, David Alejandro

García Orellana, Israel Alejandro

González Coronel, Max Eduardo

Rivera García, Christian Geovanny

TUTORES:

Pérez Pérez, María del Puerto

Rivadeneira Pérez, Andrea Carolina

Estudio de Factibilidad Técnica-Económica de un Sistema Solar Fotovoltaico y Solar Térmico para la Urbanización El Manantial en la Ciudad de Quito

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **DAVID ALEJANDRO ARMAS RODRÍGUEZ**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



.....
DAVID ALEJANDRO ARMAS RODRÍGUEZ

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **ISRAEL ALEJANDRO GARCÍA ORELLANA**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.

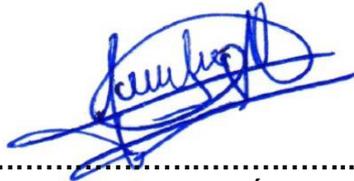


.....
ISRAEL ALEJANDRO GARCÍA ORELLANA

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **MAX EDUARDO GONZÁLEZ CORONEL**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



.....
MAX EDUARDO GONZÁLEZ CORONEL

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **CHRISTIAN GEOVANNY RIVERA GARCÍA**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



.....
CHRISTIAN GEOVANNY RIVERA GARCÍA

APROBACIÓN DEL TUTOR

Yo, **ANDREA CAROLINA RIVADENEIRA PÉREZ** certifico que conozco a los autores del presente trabajo siendo los responsables exclusivos tanto de su originalidad y autenticidad, como de su contenido.



Firmado electrónicamente por:
**ANDREA CAROLINA
RIVADENEIRA
PEREZ**

ANDREA CAROLINA RIVADENEIRA PÉREZ
DIRECTORA DE TESIS

Dedicatorias y Agradecimientos

El presente proyecto investigativo lo dedicamos principalmente a Dios, a la UIDE, a la EIG, docentes y maestrantes quienes han sido los principales actores durante este máster, programa que nos ha ido forjando día tras día para alcanzar nuestro título de cuarto nivel.

Agradecemos mucho por los conocimientos impartidos en lo que respecta a las energías renovables que, acompañados de las experiencias, los aportes, la sabiduría, los retos, las emociones vividas, se han constituido en su conjunto en fuertes cimientos plantados por nuestros docentes y fortalecidos con su tutela en cada clase magistral durante este tiempo de aprendizaje hasta llegar al punto en el que nos encontramos.

Convencidos de que la colaboración y trabajo en equipo prevalecen sobre cualquier esfuerzo individual, expresamos también una gratitud sincera y mutua entre los integrantes del presente grupo que, desde nuestras experiencias particulares pero conjugados a propósito de la consecución de un logro común y con el anhelo de afianzar las destrezas que nos fueron impartidas, llevamos adelante el desarrollo de este documento, solventándonos nuestras dudas y brindándonos apoyo de manera constante.

El proceso de aprendizaje nos ha inculcado al uso de la tecnología, repositorios, y documentación de alto contenido científico tecnológico proporcionado por la universidad, a más del apoyo de nuestros familiares en la parte afectiva y del profesionalismo de los profesores; adquirir e intercambiar conocimientos con cada uno de los maestrantes con la finalidad de lograr culminar satisfactoriamente el proyecto basado en aprendizaje para así obtener una anhelada y afable titulación profesional.

Estamos seguros de que todos estos conocimientos servirán de base para afrontar los retos tecnológicos que se avecinan y que no debemos descuidar el seguir aprendiendo, investigando e impulsando al desarrollo energético sostenible y renovable de nuestro país.

Gracias a todos por su tiempo y dedicación, así como por motivarnos, guiarnos durante todo este proceso de aprendizaje y culminar este proyecto con éxito, estamos conscientes que con la mejora continua y las buenas prácticas profesionales podemos llegar alcanzar cualquier reto o meta que nos pongamos en mente.

ÍNDICE GENERAL

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA.....	2
APROBACIÓN DEL TUTOR.....	6
ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD.....	7
ÍNDICE GENERAL.....	9
ÍNDICE DE TABLAS.....	14
ÍNDICE DE FIGURAS.....	21
ÍNDICE DE APÉNDICES.....	24
RESUMEN.....	26
PALABRAS CLAVE.....	26
ABSTRACT.....	27
KEY WORDS.....	27
OBJETO DEL PROYECTO.....	28
1. ANTECEDENTES.....	28
1.1. Marco Legal y Regulatorio.....	29
1.2. Datos Generales y de la zona donde se ubica el Proyecto.....	32
1.2.1. Título del Proyecto.....	33
1.2.2. Ubicación geográfica y área de influencia.....	33
1.2.3. Descripción del contexto energético general en el que se desarrolla el Proyecto ...	35
1.2.4. Beneficiarios del Proyecto o Población Objetivo.....	40
2 OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	47
2.1. Objetivo General.....	47
2.2. Objetivos Específicos.....	47
3 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	48

3.1. Descripción de las energías renovables incluidas en el Proyecto	48
3.2. Propuesta de desarrollo energético: Sistema Solar Fotovoltaico.....	48
3.2.1. Cálculo de producción de la planta fotovoltaica.	50
3.2.2. Descripción del sistema fotovoltaico.....	54
3.2.3. Cálculos de producción y disposición de la instalación Fotovoltaico.	58
3.2.4. Elección de los Materiales principales para el Sistema Fotovoltaico	59
3.2.5. Cálculo de la reducción de emisiones de CO2 para el Sistema Fotovoltaico.	65
3.2.6. Presupuesto referencial preliminar para la implementación de la propuesta fotovoltaica.....	68
3.2.7. Plan de contratación en función de las características de la planta fotovoltaica.....	69
3.2.8. Manual y presupuesto de operación y mantenimiento del sistema Fotovoltaico	71
3.2.9. Análisis Preliminar de la Rentabilidad del Sistema Fotovoltaico.....	81
3.3. Sistema Fotovoltaico Aislado	83
3.4. Propuesta de desarrollo energético: Sistema Solar Térmico.....	93
3.4.1. Descripción del Sistema Solar Térmico	94
3.4.2. Materiales principales para el Sistema Solar Térmico	94
3.4.3. Cálculo de la demanda térmica para el escenario de estudio: perfil diario y anual de la demanda	97
3.4.4. Demanda térmica.....	98
3.4.5. Definición del criterio de cálculo del acumulador en base al perfil diario de la demanda para el sistema térmico.....	100
3.4.6. Extrapolación de la demanda térmica al conjunto de las 100 viviendas de la comunidad	102

3.4.7. Elección justificada de emplazamiento y ubicación de equipos para el Sistema Solar Térmico.....	107
3.4.8. Esquema de principio de la instalación tipo para el Sistemas Solar Térmico	107
3.4.9. Memoria descriptiva del proyecto.....	108
3.4.10. Dimensionado de la Instalación del sistema solar térmico: potencia instalada, cálculos de producción	111
3.4.11. Dimensionamiento del acumulador de ACS.....	125
3.4.12. Cálculo del grado de cobertura de la demanda térmica.....	125
3.4.13. Memoria descriptiva, solución adoptada, cálculos justificativos, equipos instalados	127
3.4.14. Presupuesto preliminar de ejecución de la instalación solar térmica.....	133
3.4.15. Cálculo del tiempo de retorno simple de la inversión.....	135
4 PROPUESTA ALTERNATIVA PARA GENERACIÓN SOLAR TERMOELÉCTRICA	138
4.1. Cálculo del campo solar máximo que se podría instalar en la superficie disponible, y la potencia eléctrica de la turbina de vapor asociada al mismo.	138
4.2. Cálculos de la producción.....	138
4.3. Esquema de principio de la instalación.....	142
4.4. Precio de venta de la energía para obtener el mismo período de retorno que para la instalación fotovoltaica.	143
4.5. Memoria descriptiva que incluya el desarrollo llevado a cabo y sus conclusiones en la energía solar termoeléctrica.	144
5 GESTIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO Y SOLAR TÉRMICO.....	147
5.1. Determinación del CAPEX de cada sistema considerando un contrato EPC y el desglose del presupuesto de ejecución del material con un máximo de 10 partidas	147

5.2. Determinación del DEVEX para el sistema solar fotovoltaico.....	155
5.2.1. DEVEX según Contrato de desarrollo con fee a éxito considerando hitos para los pagos.....	155
5.2.2. DEVEX según Contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción de un proyecto fotovoltaico.....	157
5.3. Determinación y justificación de la WACC para el proyecto.....	158
5.4. Cuentas de Resultados	162
5.4.1. Cuenta de Resultados del Sistema Solar Fotovoltaico Propuesto.....	163
5.4.2. Cuenta de Resultados del Sistema Solar Térmico para ACS y Calefacción Propuesto	167
5.5. Gastos derivados del CAPEX	171
5.5.1. Gastos derivados del CAPEX para el sistema solar fotovoltaico.....	171
5.5.2. Gastos derivados del CAPEX para el sistema solar térmico.....	173
5.6. Tipo de contrato de O&M elegido.....	175
5.6.1. Tipo de contrato de O&M elegido, y garantía de disponibilidad asociada para el sistema solar fotovoltaico.....	175
5.6.2. Tipo de contrato de O&M elegido, y garantía de disponibilidad asociada para el sistema solar térmico.....	176
5.7. Contratos de seguros durante la fase de explotación.....	176
5.8. Determinación de la Rentabilidad del Proyecto Fotovoltaico y Solar Térmico.....	178
5.8.1. Cálculo del VAN y TIR del Sistema Fotovoltaico	180
5.8.2. Cálculo del VAN y TIR del Sistema Solar Térmico.....	183
5.8.3. Cálculo del Coste ponderado de la Energía (LCOE) para el Sistema Fotovoltaico	187

5.8.4. Cálculo del Coste ponderado de la Energía (LCOE) para el Solar Térmico.....	189
6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	192
6.1. Conclusiones	192
6.2. Recomendaciones.....	193
7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	195
8 APÉNDICES	198

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Uso de Suelo Parroquia Conocoto – 2015.....	34
Tabla 2: Histórico de potencia nominal por tipo de fuente (MW)	37
Tabla 3: Histórico de potencia efectiva por tipo de fuente	37
Tabla 4: Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente – 2021.....	38
Tabla 5: Irradiación solar mensual y promedio para varios sitios del Ecuador	39
Tabla 6: Datos meteorológicos de la ciudad de Quito.....	40
Tabla 7: Población según censos 1974 a 2010	41
Tabla 8: Tasa de crecimiento poblacional rural	41
Tabla 9: Datos de consumos medio por vivienda	43
Tabla 10: Valores de demanda de ACS.....	45
Tabla 11: Estándares conforme la norma NEC-11	50
Tabla 12: Valores de Solar Atlas para la Urbanización El Manantial	51
Tabla 13: Promedios mensuales de irradiación directa sector El Manantial.....	52
Tabla 14: Distribución de los 8 subsistemas fotovoltaicos	56
Tabla 15: Presupuesto general de la implementación del sistema fotovoltaico conectado a red	68
Tabla 16: Plan de contratación para implementación del proyecto	70
Tabla 17: Componentes del Sistema Fotovoltaico conectado a la red.....	72
Tabla 18: Criterios de evaluación termográfica según variación de temperatura.....	75
Tabla 19: Plan de mantenimiento anual de la instalación	80

Tabla 20: Plan y costos del mantenimiento preventivo	81
Tabla 21: Análisis preliminar de rentabilidad del sistema FV.....	82
Tabla 22: Cargas a instalar en caseta de control con sistema fotovoltaico aislado.....	83
Tabla 23: Valores de rendimientos definidos para dimensionar el sistema aislado	84
Tabla 24: Cálculo de consumos medios diarios	84
Tabla 25: Datos de irradiación directa para cada mes. Global Solar Atlas	84
Tabla 26: Características eléctricas Gi-Power GP-150P-36.....	85
Tabla 27: Características físicas Gi-Power GP-150P-36.....	85
Tabla 28: Cálculo del número total de paneles.....	85
Tabla 29: Cálculo del número de paneles dispuestos en serie y en paralelo	86
Tabla 30: Parámetros para calcular sistema de baterías	86
Tabla 31: Cálculo de capacidad nominal del sistema de baterías	86
Tabla 32: Características eléctricas de la batería seleccionada	87
Tabla 33: Características físicas de la batería seleccionada.....	87
Tabla 34: Cálculo de corriente de entrada del controlador de carga.....	87
Tabla 35: Cálculo de corriente de salida del controlador de carga	88
Tabla 36: Características del controlador de carga	88
Tabla 37: Características del inversor.....	89
Tabla 38: Características del conductor.....	89
Tabla 39: Costos de implementación del sistema FV aislado.....	92
Tabla 40: Promedios de irradiación global horizontal sector El Manantial.....	93

Tabla 41: Distribución de habitantes por vivienda	98
Tabla 42: Datos Demanda ACS para la vivienda de 5 habitantes 110m ²	98
Tabla 43: Datos Demanda Calefacción para la vivienda de 5 habitantes 110m ²	99
Tabla 44: Valores de temperatura y radiación solar mensual.....	99
Tabla 45: Demanda mensual para vivienda de 5 habitantes	100
Tabla 46: Valores establecidos del Captador y Acumulador	102
Tabla 47: Demanda mensual para vivienda de 2 habitantes	103
Tabla 48: Demanda mensual para vivienda de 3 habitantes	103
Tabla 49: Demanda mensual para vivienda de 4 habitantes	104
Tabla 50: Demanda mensual para vivienda de 5 habitantes	104
Tabla 51: Demanda Total del Sistema Solar Térmico.....	106
Tabla 52: Cálculo de Producción Total por tipo de colector	106
Tabla 53: Tipologías de las viviendas del conjunto El Manantial.....	107
Tabla 54: Valores Calculados de Demanda Energética para el sistema Solar Térmico.....	111
Tabla 55: Características Termicol G21M – Placa Plana.....	112
Tabla 56: Datos del Captador Solar Placa Plana.....	113
Tabla 57: Cálculo de la Variable D1	114
Tabla 58: Cálculo de la Variable D2	116
Tabla 59: Fracción de carga calorífica mensual aportada por el sistema solar térmico	116
Tabla 60. Cálculo de la Energía solar útil.....	117
Tabla 61. Cálculo del rendimiento mensual del captador.....	118

Tabla 62. Cálculo de la Producción Solar Unitaria mensual	118
Tabla 63. Cálculo de Producción Solar Unitaria por captador	119
Tabla 64. Aporte auxiliar al sistema solar térmico para cubrir la demanda ACS y Calefacción	120
Tabla 65. Datos técnicos Colector Tubos de Vacío CPC 12	121
Tabla 66. Dimensiones y Peso colector CPC 12	121
Tabla 67. Datos del captador y acumulador para el sistema con tubo de vacío	122
Tabla 68. Valores calculados de demanda ACS, Calefacción, Energía Absorbida e Irradiante	122
Tabla 69. Cálculo de D1 y D2 para establecer la fracción de carga calorífica mensual aportada por el sistema solar térmico	123
Tabla 70. Valores calculados de Energía útil, rendimiento, producción unitaria por superficie y por captador; aporte auxiliar del sistema solar térmico	124
Tabla 71. Comparativa del sistema solar térmico con placa plana y tubo de vacío	124
Tabla 72. Selección del Acumulador para abastecer los 750l	125
Tabla 73. Cobertura de la Demanda con el Sistema Solar Térmico de Placa Plana.....	126
Tabla 74. Cobertura de la Demanda con el Sistema Solar Térmico de Tubos de Vacío	126
Tabla 75. Presupuesto referencial Total del Sistema Solar Térmico con Colectores de Placa Plana y Tubos de Vacío en base a tarifas estándar de instalación	133
Tabla 76. Presupuesto referencial Sistema Solar Térmico con Colectores de Placa Plana ...	134
Tabla 77. Presupuesto referencial Sistema Solar Térmico con Colectores de Tubos de Vacío	134
Tabla 78. Presupuesto Sistema Solar Térmico en todas las viviendas en base a presupuestos referenciales	135

Tabla 79. Tarifas y Producción consideradas para análisis de rentabilidad con el sistema de colectores de placa plana	136
Tabla 80. Tarifas y Producción consideradas para análisis de rentabilidad con el sistema de colectores de tubos de vacío.....	136
Tabla 81. Retorno simple de la inversión en Sistema de Colectores de Placa Plana vs. Tubos de Vacío. Sistema auxiliar con GLP no subsidiado	137
Tabla 82. Retorno simple en Sistema de Colectores de Placa Plana vs. Tubos de Vacío. Sistema auxiliar con GLP subsidiado.....	137
Tabla 83. Cálculo de la producción anual semana 1	139
Tabla 84. Cálculo de la producción anual semana 2	139
Tabla 85. Cálculo de la producción anual semana 3	140
Tabla 86. Cálculo de la producción anual semana 4	140
Tabla 87. Cálculo de la producción anual	141
Tabla 88. Cálculo de Salario Total del personal de la Planta Solar Termoeléctrica	143
Tabla 89. Cálculo de Costos asociados a la planta solar termoeléctrica.....	143
Tabla 90. Cálculo de rentabilidad de la planta solar termoeléctrica	144
Tabla 91. Cálculo de tarifa eléctrica de la planta solar termoeléctrica.....	144
Tabla 92. Comparativa entre sistema solar fotovoltaico y solar termoeléctrico.....	146
Tabla 93. Desglose de partidas para implementación del Sistema Solar Fotovoltaico	149
Tabla 94. Cálculo de presupuesto para contrato EPC del Sistema Solar Térmico para ACS .	151
Tabla 95. Desglose de partidas para implementación del Sistema Solar Térmico para ACS .	153
Tabla 96. Gastos de Desarrollo para el Sistema Solar Fotovoltaico	155
Tabla 97. Gastos de Desarrollo para el Sistema Solar Fotovoltaico (Hitos considerados)	157

Tabla 98: Hipótesis planteadas para el Sistema fotovoltaico.....	164
Tabla 99. Ingresos previstos para el Sistema fotovoltaico	165
Tabla 100. Inversión Total del Sistema Fotovoltáico con EPC.	165
Tabla 101. Inversión Total del Sistema Fotovoltáico sin EPC	166
Tabla 102. Ingresos por venta de energía del Sistema Fotovoltáico.....	167
Tabla 103. Hipótesis planteadas para el Sistema Solar Térmico.....	168
Tabla 104. Valores de ingresos del Sistema Solar Térmico establecidas en el OPEX.....	168
Tabla 105: Inversión Total del Sistema Solar Térmico con EPC	169
Tabla 106: Inversión Total del Sistema Solar Térmico sin EPC.....	170
Tabla 107: Ingresos por venta de energía del Sistema Solar Térmico.....	171
Tabla 108: Gastos operacionales por venta de energía del Sistema Fotovoltáico.....	173
Tabla 109: Gastos operacionales por venta de energía del Sistema Solar Térmico.....	175
Tabla 110: Tabla de Impuesto a la Renta para personas naturales y sociedades, 2022.....	179
Tabla 111: Parámetros con autofinanciación para los Sistemas Solares Fotovoltáico y Térmico	180
Tabla 112: TIR y VAN de la inversión total sobre el EBITDA: Sistema Fotovoltáico Autofinanciado	181
Tabla 113: TIR y VAN de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre: Sistema Fotovoltáico Autofinanciado	181
Tabla 114: Payback de la Inversión: Sistema Fotovoltáico Autofinanciado	181
Tabla 115: Parámetros de la Financiación para el Sistema Solar Fotovoltáico con Project Finance	182

Tabla 116: TIR y VAN de la inversión Total sobre el EBITDA: Sistema Fotovoltaico con Project Finance.....	182
Tabla 117: TIR y VAN de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre: Sistema Fotovoltaico con <i>Project Finance</i>	182
Tabla 118: Payback de la Inversión: Sistema Fotovoltaico con <i>Project Finance</i>	183
Tabla 119: Comparación TIR y VAN Autofinanciado vs. <i>Project Finance</i> : Sistema Fotovoltaico	183
Tabla 120: TIR de la inversión Total sobre el EBITDA.....	184
Tabla 121: TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre	184
Tabla 122: Payback de la inversión.....	184
Tabla 123: Estructura de financiación del Sistema Solar térmico	185
Tabla 124: TIR de la inversión Total sobre el EBITDA.....	185
Tabla 125: TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre	186
Tabla 126: Payback de la inversión.....	186
Tabla 127: Comparación TIR y VAN Autofinanciado vs. Project Finance: Sistema Solar Térmico	186
Tabla 128: Costes de OPEX y CAPEX con financiación al 100% con Fondos Propios	187
Tabla 129: Costes de OPEX y CAPEX con financiación del 70% y Fondos Propios del 30%	188
Tabla 130: Comparación de LCOE y LROE Autofinanciado vs. Project Finance: Sistema Fotovoltaico	189
Tabla 131: Costes de OPEX y CAPEX con financiación al 100% con Fondos Propios	189
Tabla 132: Costes de OPEX y CAPEX con financiación del 70% y Fondos Propios del 30%	191
Tabla 133: Comparación de LCOE y LROE Autofinanciado vs. Project Finance: Sistema Solar Térmico.....	191

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Área de influencia conjunto residencial El Manantial.....	35
Figura 2: Mapa solar del Ecuador.....	36
Figura 3: Potencial eléctrico fotovoltaico del Ecuador.....	38
Figura 4: Potencial eléctrico fotovoltaico en la urbanización El Manantial.....	39
Figura 5: Redes de MV y Transformadores 1F existentes en la urbanización.....	42
Figura 6: Cilindro o bombona de GLP para uso doméstico de 15kg.....	43
Figura 7: Calefón a gas.....	44
Figura 8: Ducha eléctrica convencional.....	44
Figura 9: Calefactores eléctricos.....	46
Figura 10: Acceso principal urbanización el Manantial.....	49
Figura 11: Tipo de viviendas en el sitio.....	49
Figura 12: Promedios mensuales de irradiación en la urbanización el Manantial.....	52
Figura 13: Características del Panel Trina Solar Vertex 670W.....	53
Figura 14: Características del Inversor Fronius Primo 15.0-1.....	54
Figura 15: Implantación de bloques de paneles en azoteas.....	55
Figura 16: Diagrama unifilar de un bloque.....	55
Figura 17: Identificación de bloques de generación fotovoltaica.....	57
Figura 18: Implantación de Bloques 1, 2 y 7.....	57
Figura 19: Implantación de Bloques 3, 4, 5, 6 y 8.....	58

Figura 20: Panel fotovoltaico monocristalino Vertex de 670W.....	60
Figura 21: Datos técnicos del módulo fotovoltaico seleccionado.....	61
Figura 22: Inversor fotovoltaico Fronius modelo PRIMO 15.0-1	62
Figura 23: Datos técnicos del inversor.....	62
Figura 24: Conductor de cobre XHHW-2	63
Figura 25: Características del conductor.....	63
Figura 26: Soportes Solarbloc con lastre	64
Figura 27: Contador CIRWATT B 100	65
Figura 28: Valores del factor de emisión de CO2 del margen combinado ex Ante	66
Figura 29: Equivalencias de emisiones de gases de efecto invernadero	67
Figura 30: Termografía en paneles solares.....	75
Figura 31: Panel Gi-Power GP-150P-36.....	85
Figura 32: Batería LFP-Smart 12,8/300	87
Figura 33: Controlador de carga BlueSolar LCD&USB 12/24-30.....	88
Figura 34: Inversor Phoenix 12 375.....	89
Figura 35: Esquema general de conexión del sistema fotovoltaico aislado.....	90
Figura 36: Ubicación y dimensiones de la caseta de control.....	91
Figura 37 : Promedios mensuales de Irradiación horizontal Global en la Urbanización El Manantial.....	93
Figura 38: Captadores Solares de Placa Plana.....	94
Figura 39: Captador Termicol G21M - Características Técnicas	95
Figura 40: Captadores Solares de tubos de vacío.....	95

Figura 41: Captador Solarbayer CPC-12 - Características Técnicas	96
Figura 42: Acumulador de ACS - Características Físicas	97
Figura 43: Demanda energética total de ACS y Calefacción para Vivienda tipo de 5 habitantes	101
Figura 44: Diagrama Unifilar Sistema Solar Térmico para ACS y Calefacción	108
Figura 45: Curva de Rendimiento del Termicol G21M	113
Figura 46: Datos del Captador Solar de Placa Plana y Acumulador	131
Figura 47: Cómputo Anual de la Instalación con Colectores de Placa Plana	131
Figura 48: Datos del Captador Solar de Tubos de Vacío y Acumulador	132
Figura 49: Cómputo Anual de la Instalación con Colectores de Tubos de Vacío.....	132
Figura 50: Esquema del Sistema Solar Termoeléctrico	142
Figura 51: Ejemplo de Curva de rendimiento financiero con y sin financiamiento	161

ÍNDICE DE APÉNDICES

Apéndice 1. Área de influencia del proyecto	198
Apéndice 2. Reporte de situación y disponibilidad del recurso solar en el área del proyecto – Global	200
Apéndice 3. Reporte de simulación de la instalación mediante la herramienta en línea HelioScope	204
Apéndice 4. Plano de ubicación de los paneles y diagrama unifilar de la instalación	211
Apéndice 5. 6Hoja de datos técnicos del Panel Fotovoltaico Trinasolar VERTEX TSM-DE21-670	214
Apéndice 7. Ficha Técnica SOLARBLOC – Sistemas de soporte para paneles fotovoltaicos	217
Apéndice 8. Hoja de datos técnicos del Inversor Fronius Primo 15.0-1	221
Apéndice 9. Hoja de datos técnicos del contador de energía monofásico CIRWATT B 100 ..	224
Apéndice 10. Hojas de datos de los equipos propuestos para el Sistema Fotovoltaico Aislado	227
Apéndice 11. Hoja de datos del Colector solar de placa plana Termicol Gold Meandro G21M	234
Apéndice 12. Hoja de Datos de Colector Solar de Tubos de Vacío Solarbayer CPC-12-12...	236
Apéndice 13. Hoja de Datos de Acumulador de ACS ATK-S2 750.....	238
Apéndice 14. Desarrollo de datos obtenidos a partir del modelo de cálculo para análisis de rentabilidad del Proyecto Solar Fotovoltaico con Project Finance	240
Apéndice 15. Desarrollo de datos obtenidos a partir del modelo de cálculo para análisis de rentabilidad del Proyecto Solar Fotovoltaico sin Project Finance	245
Apéndice 16. Desarrollo de datos obtenidos a partir del modelo de cálculo para análisis de rentabilidad del Proyecto Solar Térmico con Project Finance	250



Apéndice 17. Desarrollo de datos obtenidos a partir del modelo de cálculo para análisis de rentabilidad del Proyecto Solar Térmico sin Project Finance.....255

RESUMEN

La competitividad en el uso de las energías renovables está en aumento mientras la matriz energética del Ecuador propone una transformación a través de la promoción e implementación de las energías renovables. Éstas pueden ser explotadas en varias regiones geográficas del país, ya que cuenta con zonas en las que predominan diferentes recursos energéticos renovables que permitirían la implementación de cada tipo de tecnología con una viabilidad también variable. Siendo este el caso, el presente trabajo tiene como objetivo determinar la viabilidad técnica y económica en la implementación de modelos basados en energía solar para generación eléctrica distribuida y para aprovechamiento térmico en la dotación de ACS y calefacción, en términos de ahorro energético en las viviendas de la Urbanización El Manantial del cantón Quito. Aplicando métodos de investigación como el descriptivo, exploratorio, explicativo y correlacional, además del uso de herramientas informáticas de libre acceso que permiten sintetizar los procedimientos matemáticos utilizados para el modelo establecido en las diferentes viviendas del proyecto de estudio. De este modo se logró detallar y analizar los diseños de los dos tipos de sistemas, definiendo los datos de entrada y las consideraciones técnicas necesarias como el área geográfica, el nivel de acceso a la energía, condiciones socioeconómicas de las 100 viviendas beneficiadas, la subvención considerada, el orden técnico del emplazamiento, los cálculos, proveedores, instalaciones y análisis financiero.

Teniendo como conclusión, que el uso de las energías renovables tanto solar fotovoltaica como solar térmica, en los términos planteados en este proyecto, es viable en los aspectos técnico – económico como los es para el sistema solar fotovoltaico con un CAPEX de \$143,270.00 bajo un tipo de contrato EPC dando un retorno de la inversión de 7.44 años. Y para el sistema Solar Térmico con un CAPEX de \$565,618.58 de igual manera bajo un contrato EPC cuyo retorno de la inversión es de 10.64 años, dando como resultado final que el proyecto es viable y se recomienda su implementación. Claro esta que para que los proyectos renovables sean sostenibles en el tiempo se debe contar con un sólido financiamiento, una normativa que los impulsen y mayor participación de la empresa publico privada para atraer el interes de los usuarios a través de diferentes estrategias como subvenciones tal como la analizada en el presente estudio para fomentar su implementación a nivel residencial.

PALABRAS CLAVE

Energías renovables, emplazamiento, generación eléctrica, rentabilidad del proyecto, viabilidad técnica-económica.

ABSTRACT

Competitiveness in the use of renewable energies is increasing, while the energetic matrix of Ecuador proposes a transformation in its model throughout the promotion and implementation of renewable energies. These energies can be harnessed in several geographical regions of the country since it has areas with predomination of different renewable energetic resources, which allows the implementation of each kind of technology with a variable viability. Therefore, the present case of study aims to determine the technical and economic viability in the implementation of models based on solar energy for distributed electricity generation and its thermal use in the provision of DHW and Heating systems, in terms of energy savings and economic benefits to the houses of the Urbanization “El Manantial” of Quito, considering the application of the types of research: descriptive, exploratory, explanatory and correlational, in addition to some free software which allow us to synthesize the mathematical method used for the model given in the different houses of our study project. The same model that allowed us to detail and analyze the design of the system, the input data, and the necessary technical considerations such as the geographical area, the level of access to the energy, as well as the socioeconomic conditions of the 100 houses benefited with these two types of technologies, the subsidy considered, the technical order of the site, the calculations, suppliers, installations, and financial analysis.

In conclusion, the use of renewable energies both solar photovoltaic and solar thermal, in the terms stated in this project, it is viable in the technical–economic as it is for the photovoltaic system with a CAPEX of \$143,270.00 under a contract type EPC giving an investment return of 7.44 years. And for the thermal system with a CAPEX of \$565,618.58 in the same contract type EPC in which the investment return is 10.64 years, giving as a final result that the project is viable and its implementation is recommended. Finally, for renewable projects to be sustainable over time, they must have solid financing, regulations that promote them and greater participation of the public-private companies to attract the interest of users through different strategies such as subsidies as the one analyzed in this study to promote their implementation at the residential level.

KEY WORDS

Power generation, project location, project profitability, renewable energies, technical-economic viability.

OBJETO DEL PROYECTO

1. ANTECEDENTES

El Sol emite la energía necesaria para que haya vida en la Tierra, este rige el tiempo, las corrientes oceánicas y el ciclo hidrológico, sin esta fuente permanente de luz y calor, la vida en la Tierra dejaría de existir como la conocemos actualmente (ORGANIZACIÓN METEOROLÓGICA MUNDIAL, 2019), pues brinda condiciones de temperatura idóneas para su desarrollo y para la existencia de procesos que derivan en la creación de otras fuentes de energía que se explotan en la actualidad. Así podríamos afirmar que de cierta manera todos los recursos energéticos disponibles se han originado por influencia directa o indirecta de la energía solar en nuestro planeta, tal es el caso de la energía eólica, hidráulica, biomasa e incluso los combustibles fósiles, por mencionar algunos.

La energía solar en sí es aprovechable tanto por el calor que genera como por la luz emitida que llega a la superficie terrestre, la cual se puede explotar a través del efecto solar fotovoltaico y solar térmico.

En 1838 el francés Alexandre Edmond Becquerel descubre el efecto fotovoltaico mediante una pila electrolítica experimentando con electrodos al notar el aumento de corriente cuando estos se exponían al sol. Posteriormente el inglés Willoughby Smith para el año 1873 descubre este efecto en sólidos como el Selenio. Ya para el año 1877 el catedrático inglés William Grylls Adams junto con su alumno Richard Evans Day de la King College de Londres crearon la primera célula fotovoltaica de selenio (Sitio Solar, 2014).

Corría el año 1953 cuando Gerald Pearson de Bell Laboratories mediante experimentos basados en electrónica del silicio, fabricó casi accidentalmente una célula fotovoltaica. Luego de este descubrimiento los científicos Daryl Chaplin y Calvin Fuller perfeccionaron este invento y produjeron células solares de silicio con capacidad de proporcionar suficiente energía eléctrica para aplicaciones prácticas, dando comienzo a la carrera de las placas fotovoltaicas como proveedoras de energía (Sitio Solar, 2014).

La energía solar térmica utiliza colectores para su funcionamiento es así que los primeros indicios que aportan a la utilización de la energía solar térmica se remontan a hechos militares, donde Arquímedes estableció un rayo de calor mediante espejos, que gobierna bajo fuego los ataques romanos. Posteriormente Leonardo Da Vinci, utiliza los espejos cóncavos con carácter reservado por la limitada funcionalidad de la época.

El naturalista y geólogo Horace Bénédicte de Saussure en 1767 inventa lo que llamó “la caja caliente”; esta contaba con aberturas por donde ingresaban los rayos del sol, su parte interna constaba de aislantes combinada con pintura de color negro, con el objetivo de concentrar el calor hasta temperaturas de 109°C, constituida como helietermómetro cuya función sería medir la radiación solar, para posteriormente ser considerado como el primer colector de energía solar térmica, permitiendo en lo posterior la elaboración de calentadores solares de placa plana.

En 1840 James Prescott Joule demostró que una forma de energía era el calor y se podía transformar a electricidad mediante energía mecánica. Desde entonces surgen los sistemas para generar agua caliente solar con bajas temperaturas en el aire, hornos solares para cocción de alimentos. Estos últimos dieron paso a la fabricación de hornos para la fundición de metales, invento desarrollado por Levoiseragua.

Con el desarrollo industrial se empieza a producir vapor y calor a partir de los rayos solares, mediante grandes concentradores de energía, los cuales contaban con un diámetro de 6 km, posteriormente, ya para el año 2000 hasta el 2020 ha venido creciendo la capacidad y energía solar térmica sobre todo para sistemas de Agua Caliente Sanitaria (ACS), calefacción y demás sistemas térmicos involucrados principalmente para uso en viviendas y una cierta cantidad en la producción de energía eléctrica.

1.1. Marco Legal y Regulatorio

Para el presente estudio se ha considerado el siguiente marco normativo que posee el Estado Ecuatoriano, mencionando algunos de los artículos que se consideran más relevantes para el contexto planteado:

- **Constitución de la República del Ecuador**

Como toda rama profesional, las energías renovables deben representar un campo de ejercicio y desarrollo sin discriminación de género, tal como lo garantiza la Constitución de la República del Ecuador [CRE] en sus artículos 36 y 331.

“Artículo 36.- El Estado propiciará la incorporación de las mujeres al trabajo remunerado, en igualdad de derechos y oportunidades, garantizándole idéntica remuneración por trabajo de igual valor. Velará especialmente por el respeto a los derechos laborales y reproductivos para el mejoramiento de sus condiciones de trabajo y el acceso a los sistemas de seguridad social, especialmente en el caso de la madre gestante y en período de lactancia, de la mujer trabajadora, la del sector informal, la del sector artesanal, la jefa de hogar y la que se encuentre en estado de viudez. Se prohíbe todo tipo de discriminación laboral contra la mujer.”

“Artículo 331.- El Estado garantizará a las mujeres igualdad en el acceso al empleo, a la formación y promoción laboral y profesional, a la remuneración equitativa, y a la iniciativa de

trabajo autónomo. Se adoptarán todas las medidas necesarias para eliminar las desigualdades. Se prohíbe toda forma de discriminación, acoso o acto de violencia de cualquier índole, sea directa o indirecta, que afecte a las mujeres en el trabajo.”

Mientras que en el artículo 413 de la misma CRE, se establece una de las bases para la promoción de las energías renovables como política de estado.

“Artículo 413.- El Estado promoverá la eficiencia energética, la práctica y el uso de tecnologías de bajo impacto y amigables con el ambiente como las energías renovables y la diversificación, sin poner en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.”

- **Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica**

En el Registro Oficial del 16 de enero de 2015, se publica la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, entrando en vigor y abordando a las energías renovables con especial énfasis en sus artículos 2 y 26.

“Artículo 2.- Se deberá cumplir con la prestación del servicio público de energía eléctrica al consumidor o usuario final a través de actividades como la generación, la transmisión, la distribución y comercialización, la importación y exportación de energía eléctrica y desarrollar mecanismos de promoción por parte del Estado que incentiven el aprovechamiento técnico y económico de los recursos energéticos, con énfasis en las fuentes renovables.”

“Artículo 26.- El Ministerio Rector será el encargado de promover el uso de tecnologías limpias y energías alternativas y de que la electricidad producida con este tipo de energías cuente con las condiciones preferentes establecidas en la regulación expedida por el ARCONEL.”

- **Ley Orgánica de Eficiencia Energética**

Publicada en el Registro Oficial del 19 de marzo de 2019, el objeto de esta Ley se declara en su artículo 1.

“Artículo 1.- Objeto y ámbito.- La presente Ley tiene por objeto establecer el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética – SNEE, y promover el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en todas sus formas, a fin de incrementar la seguridad energética del país; al ser más eficiente, aumentar la productividad energética, fomentar la competitividad de la economía nacional, construir una cultura de sustentabilidad ambiental y eficiencia energética, aportar a la mitigación del cambio climático y garantizar los derechos de las personas a vivir en un ambiente sano y a tomar decisiones informadas.”

- **Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública**

La promoción e implementación de energías renovables, impulsadas localmente, puede encontrar ventajas en la contratación pública amparándose en los artículos 54 y 108 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública.

“Artículo. 54.- Procedimiento de Selección. - La selección del contratista para la celebración de este tipo de contratos, se realizará mediante los procedimientos de Cotización o Licitación. Los pliegos contendrán criterios de valoración para incentivar el empleo de materiales, insumos, equipo y mano de obra de origen local o nacional.”

“Artículo. 108.- DÉCIMA - En los procesos de contratación pública para la provisión de bienes y servicios para proyectos sociales públicos, las entidades contratantes deberán privilegiar las ofertas que utilicen insumos y suministros de origen local, mayoritariamente del sector de la economía popular y solidaria, de medianas y pequeñas empresas, y el empleo de mano de obra de origen nacional.”

- **Código Orgánico del Ambiente**

Los aprovechamientos energéticos provenientes de fuentes renovables guardan una estrecha relación con el cuidado y conservación del ambiente, lo cual se recoge en el artículo 5 del Código Orgánico del Ambiente del Ecuador.

“Artículo 5.- El derecho a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado comprende: [...] 8) El desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías alternativas no contaminantes, renovables, diversificadas y de bajo impacto ambiental”

- **Reglamento General a la LOSPEE**

Los reglamentos definen de manera más concreta los instrumentos y métodos a implementarse para garantizar el cumplimiento de los preceptos establecidos en una Ley, es así como, en el Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica se define a los actores responsables de la promoción y uso de energías renovables.

“Artículo 245.- Numeral 3: El Estado y las personas jurídicas están en la obligación fomentar y propender a la optimización y eficiencia energética y al aprovechamiento de la energía renovable.”

- **Regulaciones**

En este ámbito, surgió la regulación Nro. ARCONEL 003/18 denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”, que buscaba establecer las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de

consumidores que cuenten con sistemas de micro generación fotovoltaica - μ SFV- hasta 100kW de capacidad nominal instalada, ubicados en techos, superficies de viviendas o en edificaciones para las categorías residencial y general determinados en el pliego tarifario en bajo o medio voltaje (ARCONEL, 2018).

Posteriormente, la regulación Nro. ARCONEL 003/18 fue derogada, emitiéndose en su remplazo las regulaciones No. ARCERNR: 001/2021 y 002/2021 denominadas “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” y “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación”. Uno de los principales cambios entre las regulaciones vigentes respecto de la derogada, es el límite en la capacidad instalada para autoconsumo, que se incrementa a 1MW, y la consideración de instalaciones conectadas a la red de hasta 10MW.

- **Normativa**

En lo que se refiere a los sistemas solares térmicos, el país cuenta con la norma NTE INEN XX 2009 denominada “Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar para uso Sanitario en el Ecuador”, misma que se encuentra vigente a la fecha y cuyo objeto es establecer los detalles técnicos mínimos en la fabricación e instalación de sistemas solares térmicos, así como brindar una guía para el dimensionamiento de dichos sistemas para el calentamiento de agua con temperaturas inferiores a los 100°C.

1.2. Datos Generales y de la zona donde se ubica el Proyecto

El presente estudio está localizado en la urbanización El Manantial ubicada al sur occidente de Quito, la cual cuenta con 100 viviendas que han recibido una subvención del gobierno de Ecuador y pretenden convertirse en una comunidad con alto grado de independencia energética y con certificado renovable, para ello se plantea satisfacer su demanda térmica por medio de la energía solar y su demanda eléctrica a través de la energía solar fotovoltaica con el objetivo de conseguir un ahorro energético del 30% del consumo total de energía de la comunidad de viviendas.

El tipo de estudio a desarrollarse se enmarca en las energías renovables mediante el aprovechamiento de un sistema fotovoltaico y solar térmico, los cuales se instalarán sobre cubiertas o azoteas de las construcciones existentes. Para el primer sistema las instalaciones contarán con componentes convencionales y estructuras fijas con lastre, las cuales no pueden ser ancladas. Además, el sistema deberá entregar su producción a la red convencional existente, por medio de un contador de energía y las conexiones adecuadas. También se establecerá un análisis de la reducción de emisiones equivalentes de CO₂ que se conseguirá con el sistema fotovoltaico en funcionamiento por un periodo de vida útil de 30 años de garantía.

La comunidad percibirá una subvención de \$75,000 por cubrir un ahorro del 30% del consumo energético medio del total de 100 viviendas, cuyo valor anual es de 557,500 kWh. Actualmente,

el precio de la energía que paga cada consumidor es de \$65 por MWh, estimando un incremento anual del 1.5% del precio de la energía esto para el sistema solar fotovoltaico.

Para el segundo sistema considerando como punto de partida una superficie de 11 m² para la implementación del sistema y abastecer de ACS y calefacción a los 5 habitantes, con una superficie total de esta vivienda de 110 m². Una vez, establecido el tipo de sistema solar térmico para la vivienda descrita en acápite anterior, se continuará con las diferentes tipologías con las que cuenta el conjunto habitacional El Manantial, estableciéndose grupos de viviendas con 2, 3 y 4 ocupantes y con diferentes superficies tanto para las azoteas como para el total de área construida, pudiendo de esta manera satisfacer la demanda energética de las 360 personas que habitan en el lugar.

1.2.1. Título del Proyecto

Estudio de factibilidad técnica-económica de un Sistema Solar Fotovoltaico y Solar Térmico para la urbanización El Manantial en la ciudad de Quito.

1.2.2. Ubicación geográfica y área de influencia

1.2.2.1. Ubicación Geográfica

La urbanización El Manantial se localiza en el Distrito Metropolitano de Quito, específicamente en la parroquia Conocoto. Las coordenadas referenciales del conjunto en UTM 17M son: 778738mE 9965538mS, correspondientes su punto de ingreso.

1.2.2.2. Caracterización biofísica, de uso actual y clima de la zona

La parroquia Conocoto situada hacia la parte sur de la línea equinoccial, específicamente a 11km de la capital del Ecuador limita al norte: con la ciudad de Quito y parroquia de Cumbayá, al sur: parroquia de Amaguaña y cantón Rumiñahui, al este: Las parroquias de Guangopolo y Alangasí y el Cantón Rumiñahui, y por occidente: La ciudad de Quito (PDOT Conocoto, 2015).

El punto más elevado del relieve de Conocoto está en la cumbre de la Loma de Puengasí a 3.175 msnm y el más bajo está a 2.390 msnm (PDOT Conocoto, 2015).

Con los datos observados en el portal web del INHAMI, correspondientes a la estación meteorológica del sector "Izobamba", próxima a la Parroquia Conocoto, se registra una temperatura máxima de 26°C y una mínima de 8°C en promedios anuales. La precipitación normal que capta la estación en el sector es de 180.8mm que se reparten en dos periodos lluviosos más representativos: el primero, entre el mes de marzo y el segundo en noviembre. La primera estación seca en julio y agosto (PDOT Conocoto, 2015).

El uso de suelo en la Parroquia Conocoto, conforme a información contenida es su Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial del año 2015, se reparte de la siguiente manera:

Tabla 1: Uso de Suelo Parroquia Conocoto – 2015

Usos del suelo	Descripción	Extensión (Ha)	% del territorio
BOSQUE PLANTADO	Presentes en el territorio de manera dispersa formando pequeñas manchas.	712	13.83
NATURAL ARBUSTIVO	Suelos muy dispersos dentro de la parroquia, que corresponden a flancos de quebradas y terrenos de difícil acceso.	288	5.59
CULTIVOS DE CICLO CORTO	Comprenden cultivos de ciclo corto y perenne, sus suelos contienen pendientes moderadas a poco fuertes, Aquí se desarrolla una variedad de cultivos	1,759	34.17
ZONAS POBLADAS	Suelos destinados a zonas pobladas con infraestructura urbana y servicios básicos	1,831	35.57
EN PROCESO DE CONSOLIDACIÓN	Suelos en zonas pobladas con carencia de infraestructura, ocupando tierras aptas para la actividad agrícola	558	10.84
TOTAL		5,148	100.00

Nota: Fuente GADPP – DGPLA.

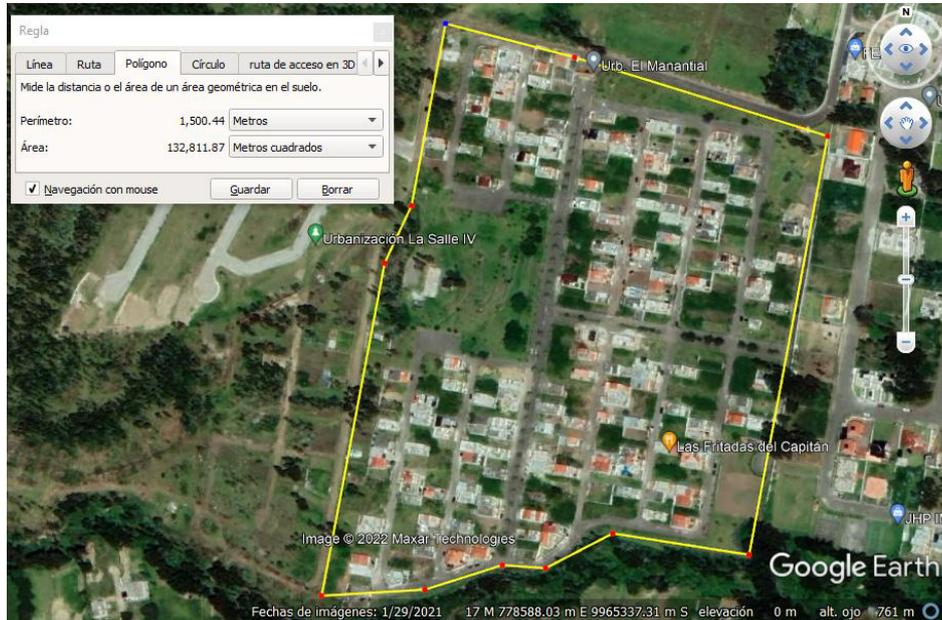
El suministro de agua potable a la ciudad, parroquias suburbanas y rurales del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ) se realiza mediante tres fuentes como las plantas de tratamiento, pozos y vertientes existentes en esta zona del país.

El caudal seguro de agua disponible en las fuentes actualmente aprovechadas en el DMQ es de unos 8,60 m³/s, provenientes de cuencas con ciclos hidrológicos suplementarios; para abastecer la parte rural, con un total de 192 tanques de distribución de agua en las parroquias rurales. (EPMAPS, 2022).

1.2.2.3. Área de influencia directa del Proyecto

La urbanización El Manantial comprende un área de aproximadamente 13.3ha. Cuenta actualmente con alrededor de 100 viviendas construidas y habitadas, y una cantidad similar de terrenos aún sin construir, además de un área verde comunal de 1.5ha.

Figura 1: Área de influencia conjunto residencial El Manantial



Nota: Fuente Google Earth.

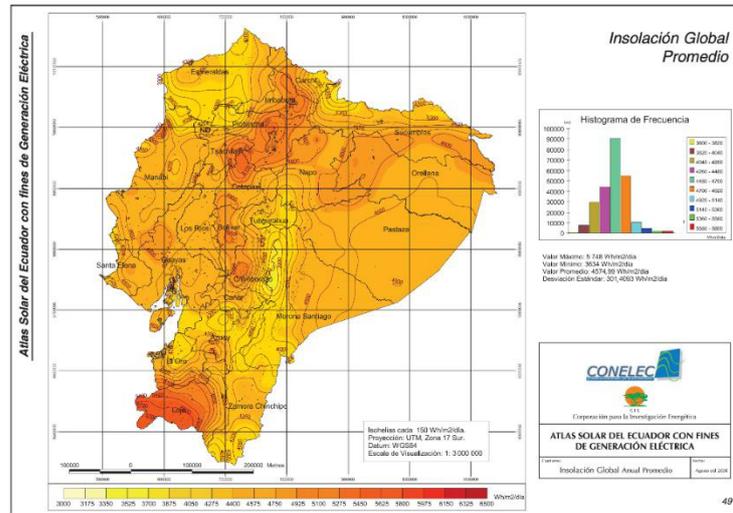
1.2.3. Descripción del contexto energético general en el que se desarrolla el Proyecto

El Ecuador viene promoviendo el uso de fuentes renovables sustentables que permiten diversificar la matriz de generación eléctrica, con la finalidad de asegurar su soberanía energética. Una de las fuentes a considerar en esta diversificación que se plantea, es sin duda el abundante recurso solar con el que cuenta el país.

La exploración del aprovechamiento de la energía solar con la caracterización del recurso existente se planteó a través del ex Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC se desarrolló el Atlas Solar con fines de generación eléctrica (OLADE, 2008).

Para el caso Solar Fotovoltaico, de acuerdo con los datos levantados en el Atlas Solar del Ecuador, se determinó que la insolación global anual mantiene un valor máximo de 5,748 Wh/m²/día y un valor mínimo de 3,634 Wh/m²/día dando un promedio de 4,574.99 Wh/m²/día de potencial de producción energética.

Figura 2: Mapa solar del Ecuador



Nota: Fuente Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica.

Posteriormente, se implementa la primera planta de generación fotovoltaica en el cantón Pimampiro de la provincia de Imbabura en el año 2013, con la instalación de 4,160 paneles solares de 240Wp cada uno, que suman una potencia instalada de 998kWp a cargo de la empresa Valsolar Ecuador (Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias, 2013).

Algunas de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano que se encuentran despachando y vendiendo energía solar fotovoltaica son Valsolar, Solchacras, Sanersol, Enersol, Gonzanergy, San Pedro, Renova Loja, Solsantonio, Solhuaqui, Sabiangosolar, Genrenotec, entre otras (ARCONEL, 2020). De lo que se podría deducir que las centrales en operación individualmente manejan bajas potencias.

El Plan Maestro de Electricidad vigente contempla la implementación de energías renovables no tradicionales a mayor escala, incluyendo la solar fotovoltaica, como son el proyecto Conolophus de 14.8MWp en la región insular, y El Aromo de 200 MWp hacia el continente, misma que se convertirá en la central fotovoltaica de mayor capacidad mediante esta tecnología en los próximos años. Las proyecciones indican que las instalaciones anuales deberían acelerar su ritmo a partir de 2023, para llegar al menos a 250MW y potencialmente a 450 MW para 2030, según indican diferentes escenarios (World Trade Energy, 2020), esto por medio de licitaciones internacionales en la modalidad de subasta pública privada.

De acuerdo con las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano publicadas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), donde se ubica la Fotovoltaica entre las renovables identificadas en las Tablas 2, 3 y 4, la energía solar fotovoltaica en el Ecuador comienza en el año 2012 con total de 0.06 MW de potencia nominal instalada, la cual ha mantenido un crecimiento exponencial durante estos últimos 9 años, llegando a tener en el año 2021 una potencia nominal instalada de 27.65 MW.

En las Tablas 2 y 3 se muestran los valores de potencia nominal y efectiva de las centrales de generación, clasificadas por el tipo de fuente conforme lo publicado al 2022 por el “ARCONEL” en sus estadísticas anuales, dichos valores ya incluyen a los autogeneradores así:

Tabla 2: Histórico de potencia nominal por tipo de fuente (MW)

Tipo de Energía	Tipo Central	2012	2014	2016	2018	2020	2021
Renovable	Hidráulica	2,263.89	2,248.09	4,446.36	5,066.40	5,098.75	5,106.85
	Eólica	2.4	21.15	21.15	21.15	21.15	21.15
	Térmica	101.3	144.3	144.3	144.3	144.3	144.3
	Biomasa	0.08	26.41	26.48	27.63	27.63	27.65
	Fotovoltaica	-	-	2	7.26	7.26	8.32
Total Renovable		2,367.67	2,439.95	4,640.29	5,266.74	5,299.09	5,308.27
No Renovable	Térmica	3,086.73	3,291.58	3,586.14	3,395.15	3,413.21	3,426.14
Total		5,454.40	5,731.52	8,226.42	8,661.9	8,712.29	8,734.41

Nota: Estadística del Sector Eléctrico 2021.

Tabla 3: Histórico de potencia efectiva por tipo de fuente

Tipo de Energía	Tipo Central	2012	2014	2016	2018	2020	2021
Renovable	Hidráulica	2,236.62	2,240.77	4,418.18	5,036.43	5,064.16	5,072.26
	Eólica	2.4	21.15	21.15	21.15	21.15	21.15
	Térmica	93.4	136.4	136.4	136.4	136.4	136.4
	Biomasa	0.08	26.37	25.59	26.74	26.74	26.76
	Fotovoltaica	Biogás	-	-	1.76	6.5	6.5
Total Renovable		2,332.50	2,424.69	4,063.07	5,227.22	5,245.95	5,236.78
No Renovable	Térmica	2,730.44	2,874.39	3,003.80	2,820.89	2,840.30	2,836.90
Total		5,062.95	5,299.09	7,606.88	8,048.11	8,095.25	8,100.68

Nota: Estadística del Sector Eléctrico 2021.

Tabla 4: Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente – 2021

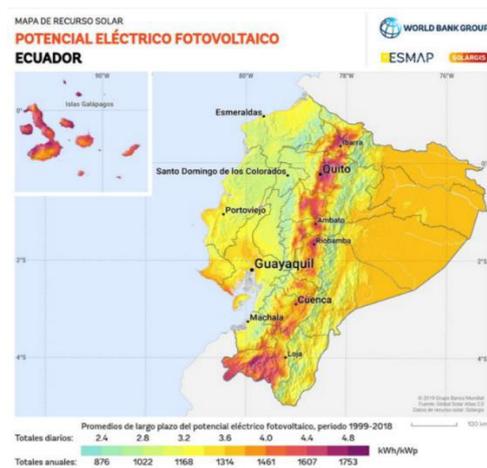
Tipo de Fuente	Tipo Central	Tipo Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva MW	%
Renovable	Hidráulica	Hidráulica	5,106.85	5,072.26	62.62
	Biomasa	Turbovapor	144.3	136.4	1.68
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	27.65	26.76	0.33
	Eólica	Eólica	21.15	21.15	0.26
	Biogás	MCI	8.32	7.2	0.09
Total Renovable			5.308,27	5,263.78	64.98
No Renovable	Térmica	MCI	2.020,67	1,614.85	19.93
		Turbogas	943,85	790.55	9.76
		Turbovapor	461,63	431.5	5.33
Total No Renovable			3,426.14	2,836.90	35.02
Total			8,734.41	8,100.68	100

Nota: Estadística del Sector Eléctrico 2021.

Particularmente, en la ciudad de Quito se tiene un potencial eléctrico fotovoltaico > 1,607 kWh/kWp (Figura 3) considerando un valor aproximado en la zona de implantación del proyecto en 1,646.4 kWh/kWp de potencia de salida a obtenerse conforme con los datos obtenidos del programa Global Solar Atlas (Figura 4).

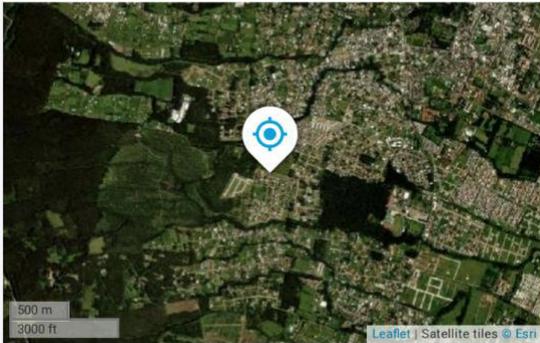
Cabe recalcar que para estimar el potencial eléctrico fotovoltaico se considera la irradiación normal directa, pues es la que produce el efecto fotovoltaico en los paneles de una sola cara.

Figura 3: Potencial eléctrico fotovoltaico del Ecuador



Nota: Fuente Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica.

Figura 4: Potencial eléctrico fotovoltaico en la urbanización El Manantial

Map data		Per year	Map
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1646.4 kWh/kWp	
Direct normal irradiation	DNI	1720.2 kWh/m ²	
Global horizontal irradiation	GHI	2026.9 kWh/m ²	
Diffuse horizontal irradiation	DIF	821.4 kWh/m ²	
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	2029.6 kWh/m ²	
Optimum tilt of PV modules	OPTA	4 / 0 °	
Air temperature	TEMP	15.5 °C	
Terrain elevation	ELE	2617 m	

Nota: Fuente Solar Atlas.

Por otro lado, para el aprovechamiento de la energía solar térmica se toma en cuenta la irradiación global horizontal, cuyo valor mensual promedio es de 4.99 kWh/m²/día conforme con la Tabla 5 obtenida de la Norma INEN XX:2009.

Tabla 5: Irradiación solar mensual y promedio para varios sitios del Ecuador

SITIO	kWh/m ² día												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
Ambato	4.64	4.56	4.56	4.42	4.39	3.97	4.28	4.50	4.50	4.97	5.00	4.81	4.55
Ibarra	4.44	4.42	4.36	4.36	4.58	4.36	4.89	4.97	4.61	4.72	4.50	4.50	4.56
Guayaquil	4.00	4.17	4.67	4.58	4.56	3.86	4.17	4.50	4.67	4.56	4.31	4.44	4.37
Latacunga	4.53	4.25	4.36	4.03	4.31	4.11	4.53	4.61	4.50	4.64	4.58	4.58	4.42
Loja	4.06	4.22	4.17	4.06	4.28	3.86	4.25	4.33	4.36	4.69	4.89	4.61	4.32
Machala	4.42	4.81	5.00	4.56	4.78	4.00	3.72	4.17	3.78	3.86	3.83	4.69	4.30
Manta	4.33	4.44	4.78	4.81	4.50	4.00	4.31	4.33	4.39	4.03	4.28	4.47	4.39
Portoviejo	3.64	3.86	4.47	4.42	4.22	3.47	4.50	4.22	4.39	4.33	4.17	4.17	4.16
Quito-IÑQ	4.94	4.64	4.78	4.53	4.83	4.69	5.53	5.47	4.89	5.25	5.14	5.14	4.99
Riobamba	4.44	4.56	4.36	4.22	4.39	4.06	4.47	4.61	4.50	4.75	4.61	4.72	4.47

Nota: Fuente Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar para Uso Sanitario en el Ecuador.

La energía solar térmica se plantea para satisfacer la demanda de agua caliente sanitaria (ACS) y de calefacción para cada una de las viviendas existentes. De ahí que se dimensionará la

instalación conforme a los consumos medios por persona al día, calculando los kWh usando el principio de transferencia de calor al agua y que dicha agua se calentará desde los 11.79°C hasta los 60°C de acuerdo con los datos obtenidos de T red de la Tabla 6 de la Norma INEN. Por otro lado, para la demanda de calefacción se tomará en consideración que cada una de las viviendas tienen un consumo de 30 kWh/m² al año.

Tabla 6: Datos meteorológicos de la ciudad de Quito

DATOS METEREOLÓGICOS DE LA CIUDAD DE QUITO				
QUITO				
LATITUD: 0°				
MES	H (MJ/m²/día)	T ambiente (°C)	T red agua (°C)	V media viento a 10m (m/s)
ENERO	17.82	13.6	11.6	2.0
FEBRERO	17.82	13.9	11.9	1.9
MARZO	17.82	13.8	11.8	1.7
ABRIL	17.28	13.8	11.8	1.7
MAYO	16.74	13.9	11.9	1.8
JUNIO	17.28	14.1	12.1	2.3
JULIO	18.90	13.8	11.8	2.7
AGOSTO	19.44	14.2	12.2	2.9
SEPTIEMBRE	19.98	13.8	11.8	2.3
OCTUBRE	18.90	13.6	11.6	2.0
NOVIEMBRE	18.90	13.5	11.5	1.9
DICIEMBRE	18.36	13.5	11.5	2.0

Nota: Fuente Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar para Uso Sanitario en el Ecuador.

1.2.4. Beneficiarios del Proyecto o Población Objetivo

1.2.4.1. Caracterización Socioeconómica de la Población Objetivo donde se ubica el proyecto

La parroquia de Conocoto ha tenido un crecimiento progresivo a lo largo de las décadas. De acuerdo con los datos del último censo poblacional tiene 82,072 habitantes (PDOT Conocoto, 2015).

Tabla 7: Población según censos 1974 a 2010

	1974	1982	1990	2001	2010
PICHINCHA	885,078	1,244,330	1,516,902	2,388,817	2,576,287
DMQ	768,885	1,083,600	1,371,729	1,839,853	2,239,191
ALANGASI	4,878	7,530	11,064	17,322	24,251
AMAGUAÑA	12,066	16,472	16,779	23,584	31,106
CONCOTO	11,960	19,884	29,164	53,137	82,072
GUANGOPOLO	1,270	1,622	1,670	2,284	3,059
PINTAG	7,483	9,335	11,484	14,487	17,930
LA MERCED	2,470	3,431	3,733	5,744	8,394

Nota: Fuente Censo 2010 INEC.

Durante este último censo poblacional, específicamente en el periodo 2001-2010 se evidencia un crecimiento del 54.5% con una tasa de crecimiento para el periodo que representó el 4.6% anual.

De ahí que, se observa un incremento sustancial de la Población Económicamente Activa (PEA) y que se corresponde con la pirámide poblacional, en donde se puede ver que la Población en Edad de Trabajar (PET) representa al 82.7% de la población total al 2010 considerando un 17.3% a la Población que no se encuentra en Edad de Trabajar incluyendo a la Población Jubilada.

De la PET se tiene que el 48.7% es la Población Económicamente Activa, y el 34% es la Población Económicamente Inactiva (PEI).

La PEA tuvo un incremento del 79.5%, la PEI del 14.9% y de la PET del 45.8% (PDOT Conocoto, 2015).

Tabla 8: Tasa de crecimiento poblacional rural

	2001	%	2010	%	INCREMENTO %
POBLACIÓN	53,137	100	82,072	100	54.5
PEA	22,265	41.9	39,957	48.7	79.5
PEI	24,284	45.7	27,899	34.0	14.9
PET	46,549	87.6	67,856	82.7	45.8

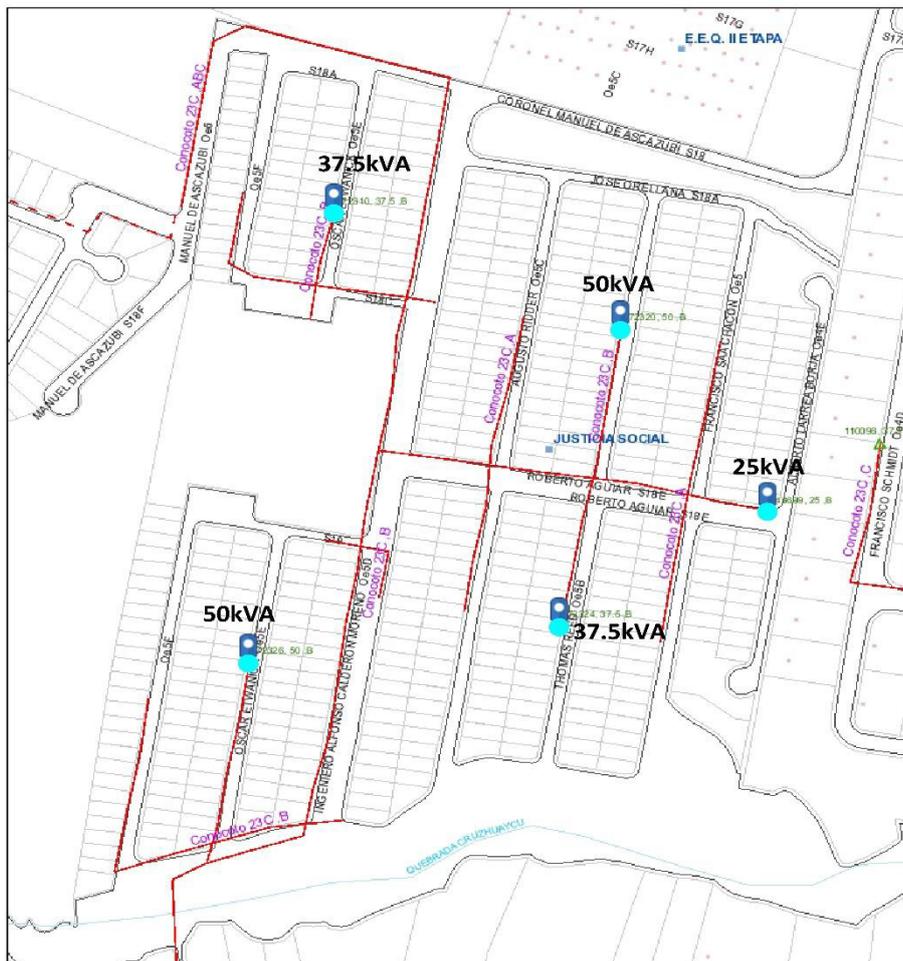
Nota: Censo 2010 INEC.

La población objetivo del proyecto, que forma parte de la parroquia Conocoto, se delimita a los habitantes de la Urbanización El Manantial que suman 360 personas repartidas en 100 viviendas de diferentes características de ocupación y consumo energético.

1.2.4.2. Entorno energético actual en la zona de la Población Objetivo

Las viviendas de la Urbanización El Manantial, se abastecen del servicio eléctrico por medio de las redes de distribución de la Empresa Eléctrica Quito. Dichas redes se componen de suministro eléctrico trifásico en medio voltaje que alimenta 5 transformadores monofásicos que a su vez abastecen sus respectivos circuitos en bajo voltaje, de éstos, 2 transformadores son de 50kVA, 2 de 37.5kVA y 1 de 25kVA de potencia nominal, con lo que se tiene una capacidad instalada de 200kVA en la urbanización.

Figura 5: Redes de MV y Transformadores 1F existentes en la urbanización
Urbanización El Manantial - Medio Voltaje y Transformadores Exist.



Nota: Fuente Geoportal Empresa Eléctrica Quito.

La aprobación final de los terrenos de esta urbanización debió contar con la construcción de las redes de distribución eléctrica (entre otros servicios), misma que tendría que haberse ejecutado por parte del promotor inmobiliario a través de un profesional de ingeniería eléctrica y a conformidad de la empresa de distribución correspondiente. Se asume que los costos de dicha obra se deben haber trasladado al comprador final del terreno.

Los consumos de las viviendas de la urbanización El Manantial se representan en la siguiente tabla para el caso Solar Fotovoltaico:

Tabla 9: Datos de consumos medio por vivienda

Nº de habitantes en la vivienda	Nº de viviendas	Consumo medio anual unitario (kWh/año)	Consumo medio anual total (kWh/año)
2	15	3,500	52,500
3	30	4,500	135,000
4	35	6,000	210,000
5	20	8,000	160,000
Total	100	22,000	557,500

Nota: Fuente Elaboración propia.

De igual manera, el agua caliente sanitaria de uso doméstico en el Ecuador es utilizada principalmente para las instalaciones destinadas a su aprovechamiento en duchas o regaderas, y para su obtención se utiliza principalmente calentadores de combustión a gas licuado de petróleo (GLP) y/o también sistemas eléctricos.

Figura 6: Cilindro o bombona de GLP para uso doméstico de 15kg



Nota: Fuente Duragas.

Este panorama general del país se torna más evidente en las localidades de la región geográfica interandina, debido a la altitud de 2850 m.s.n.m. con la que cuenta Quito y sus características climáticas con una temperatura ambiente promedio de 13.6°C y del suministro de agua de la red, tal es el caso de la Urbanización El Manantial.

De un análisis realizado por el MEER en el año 2007 basado en las estadísticas de comercio exterior, se registra que en los 17 años anteriores, se realizaron importaciones de 335,000 calefones a GLP de los cuales no todos fueron instalados, pero a partir del 2007 las importaciones de calefones han aumentado alrededor del 50% anual, por lo que, considerando su ciclo de vida, habría actualmente alrededor de 300,000 calefones operativos en el país, con un consumo promedio que varía de 1.4 a 2 bombonas de 15 kg al mes por familia (Pesántez, J, 2012).

Esta bombona de 15kg mantiene un costo de \$1.60 para el sector residencial y de \$21 para sector industrial. Esta diferencia radica principalmente en el subsidio que el Estado mantiene sobre el GLP de uso doméstico, y en menor proporción sobre las características químicas y poder calorífico del producto.

Siendo el valor de la bombona de 15kg de uso doméstico a nivel internacional de \$15.10 el Ecuador subsidia \$13.5 lo que correspondería al 89.40%, valor que podría ser combatido con la implementación de sistemas solares térmicos brindándole grandes ahorros para el país a nivel residencial.

Es importante mencionar que el GLP en Ecuador cuenta con un fuerte subsidio para uso doméstico destinado a la preparación de alimentos, sin embargo, es usual encontrar que se utilice la bombona subsidiada de 15 kg para el calentamiento de agua tanto sanitaria como para fines recreativos.

Figura 7: Calefón a gas



Nota: Fuente Google.

Figura 8: Ducha eléctrica convencional



Nota: Fuente Google.

No se mantiene una estadística sobre el número de familias que poseen ducha eléctrica; sin embargo, las estadísticas de comercio exterior registran una importación de 313,000 duchas eléctricas en el 2007; por otro lado, en vista de que la mayoría de las familias, especialmente de las zonas urbanas o consolidadas de la región sierra que no tienen calefón, utilizan ducha eléctrica, se asume conservadoramente que existirían alrededor de 1,000,000 de duchas eléctricas. De acuerdo con estimaciones de la Empresa Eléctrica Quito, el consumo eléctrico por uso de ducha eléctrica de una familia promedio es de 55.6kWh por mes (Pesántez, J, 2012).

De acuerdo con la Norma Técnica Ecuatoriana para “Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar para uso Sanitario en Ecuador”, la demanda de agua caliente sanitaria por persona, en viviendas unifamiliares, es de 80 litros diarios.

Tabla 10: Valores de demanda de ACS

CRITERIO DE CONSUMO	LITROS ACS/DIA A 55°C	LITROS ACS/DIA A 60°C	
Viviendas unifamiliares	80	30	Por persona
Viviendas multifamiliares	55	22	Por persona
Hospitales y clínicas	100	55	Por cama
Hoteles ****	100	70	Por cama
Hoteles ***	80	55	Por cama
Hoteles y hostales **	60	40	Por cama
Residencias (ancianos, estudiantes)	70	55	Por cama
Vestuarios/duchas colectivas	25	15	Por servicio
Escuelas	5	3	Por alumno
Cuarteles	25	20	Por persona
Fábricas y talleres	20	15	Por persona
Oficinas	2	3	Por persona
Gimnasios	15	20 a 25	Por usuario
Lavanderías	5	3 a 5	Por kilo de ropa
Restaurantes	5	5 a 10	Por comida
Cafeterías	1	1	Por almuerzo
Fuente	<i>Centro de Investigaciones y Desarrollo Tecnológico TIMEESCI – Ecuador, 2009</i>	<i>Código Técnico de la Edificación. Ministerio de Fomento, España, 2005</i>	

Nota: Fuente Centro de Investigaciones y Desarrollo Tecnológico TIMMESCI. Ecuador.

En cuanto a las necesidades de calefacción del ambiente en el ámbito doméstico, su aplicación es muy escasa en el Ecuador, siendo lo más común el uso de calefactores eléctricos en el orden de 200W a 600 W para calentar habitaciones específicas en temporadas en que la temperatura ambiente y sensación térmica llegan a valores muy bajos, sin embargo, para el presente estudio se ha considerado incorporar una demanda de calefacción general para todas las viviendas de 30 kWh/m² al año, y asumiendo además que se desea aplicar a toda la construcción.

Figura 9: Calefactores eléctricos



Nota: Fuente Google.

2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

2.1. Objetivo General

Determinar la viabilidad técnica y económica mediante la implementación de modelos basados en energía solar tanto para generación eléctrica distribuida como para aprovechamiento térmico en dotación de ACS y calefacción en términos de ahorro energético y abastecimiento para las viviendas de la Urbanización El Manantial del cantón Quito.

2.2. Objetivos Específicos

Elaborar un proyecto solar fotovoltaico conectado a la red de la Empresa Eléctrica Quito, enfocado hacia la generación distribuida comunitaria y compartida, respetando aspectos técnicos que le otorguen factibilidad constructiva y garantizando una cobertura del 30% de la demanda de la Urbanización El Manantial.

Elaborar un proyecto solar térmico para abastecer de Agua Caliente Sanitaria (ACS) y Calefacción para cada una de las 100 viviendas de la Urbanización El Manantial, abordándolo como un proyecto integral.

Analizar la viabilidad económica de los proyectos planteados desde un punto de vista empresarial, matizando a su vez a la comunidad en su rol de inversionista y beneficiario conforme al planteamiento del problema.

Analizar la factibilidad técnica de los proyectos planteados tomando en cuenta aspectos tales como la disponibilidad del recurso natural y de la tecnología actual, así como su capacidad de integración o remplazo de los sistemas convencionales existentes.

3 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

3.1. Descripción de las energías renovables incluidas en el Proyecto

El presente proyecto contempla el uso y explotación de energía solar fotovoltaica y solar térmica con la integración de su producción a la red eléctrica existente, así como a la red hídrica de cada vivienda, con el aprovechamiento del gran potencial solar presente en el área de influencia, por medio de tecnología madura y en constante innovación.

Cada uno de los componentes utilizados para el presente proyecto deberá contar con certificaciones ambientales, de seguridad y fabricación la cual nos garantizará una vida útil del alrededor de 30 años, aportando de esta manera a la disminución del consumo de gas licuado de petróleo que para el caso ecuatoriano viene siendo subsidiado por el estado ecuatoriano, además de contribuir a la disminución de gases de efecto invernadero y a los Objetivos de Desarrollo Sostenible, que para nuestro caso de estudio en particular alineado al objetivo 7 referente a “Energía Asequible y No Contaminante”, al igual que contribuye a conseguir la neutralidad de contaminación para el año 2050.

3.2. Propuesta de desarrollo energético: Sistema Solar Fotovoltaico

El Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) del presente estudio, no considera el almacenamiento de energía, de ahí que la energía producida durante las horas de radiación en la urbanización el Manantial se canalizará a la red eléctrica existente; y durante las horas de radiación escasa o nula, la carga de las viviendas será alimentada por la red convencional.

Un SFCR se considera fiable siempre que garantice la continuidad del servicio, a diferencia de un sistema no conectado a la red, debido que ante la presencia de una falla este último no posee una alimentación alternativa. La tarea del SFCR es la de introducir en la red la mayor cantidad posible de energía (Sánchez, 2010).

Es necesario tener en cuenta que en el caso especial de un sistema conectado a la red sin acumulación; es la red misma la que desempeña la tarea de acumulador de capacidad infinita y la carga la representa el usuario conectado a la red (Sánchez, 2010).

Como se ha mencionado en acápites anteriores las viviendas de la urbanización el Manantial, se encuentran ubicadas al sur de la línea equinoccial en la parroquia Conocoto, estas viviendas están conformadas en estructuras de una, dos y tres plantas con cubiertas y azoteas como se puede observar en las siguientes imágenes tomadas con ayuda del programa Google Earth:

Figura 10: Acceso principal urbanización el Manantial



Nota: Google Earth.

Figura 11: Tipo de viviendas en el sitio



Nota: Google Earth.

Las consideraciones para el diseño del (SFCR) en la urbanización El Manantial son:

- Porcentaje de ahorro energético medio de la comunidad de viviendas de un 30%.
- Elección del emplazamiento y utilización de cubiertas contiguas dentro de la urbanización para la instalación de los sistemas fotovoltaicos.
- Módulos o paneles fotovoltaicos.
- Inversor para la conexión a la red.
- Contador de energía.

- Vida útil del proyecto de 30 años.

Por otro lado, también se ha considerado los estándares aplicables en el país, para cada uno de los componentes del SFCR de nuestro caso de estudio (NEC-11, 2014):

Tabla 11: Estándares conforme la norma NEC-11

Componente	Estándar	Descripción	Estado
Módulos FV	IEC 61215	Módulos FV de silicio cristalino para uso terrestre - Ed.2. 2005 Cualificación del diseño y homologación. Para los módulos de capa delgada se aplicarán al menos los procedimientos de certificación IEC-61646, SERI/TR-213-3624.	Esp
Inversor DC/AC	IEC 61683 UL 1741	Sistemas fotovoltaicos - Acondicionadores de potencia - Ed.1. 1999 Procedimiento para la medida del rendimiento.	Esp
Cables		NEC 2008 UL Type PV, UL 4703, USE-2, UNE 21123, UNE 20.460-5-52, UTE C 32-502. IEC 60811	
Sistema FV	IEC 60904	Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos	Ed.2. 2006 Esp
	IEC 61173	Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía.	Ed.1. 1992 Esp
	IEC 61194	Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos	Ed.1. 1992 Esp
	IEC 61829	Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino - Medida en el sitio de características I-V.	Ed.1. 1995 Esp
	IEC 61836	Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols	Ed.2. 2007 Bil
	IEC 62124	Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño	Ed.1. 2004 Esp Esp

Nota: Norma Ecuatoriana de Construcción.

3.2.1. Cálculo de producción de la planta fotovoltaica.

De los 557,500kWh/año, se debe garantizar al menos un 30% de ahorro energético medio de la comunidad para poder acceder a la subvención ofrecida, es decir el sistema a implementar deberá inyectar a la red existente un mínimo de 167,250 kWh/año de energía solar fotovoltaica; y, considerando que la superficie que ocupa este tipo de instalación depende de la potencia a

instalar así como del tipo de módulos a emplear, se ha extraído del programa SOLAR ATLAS los siguientes valores para la urbanización El Manantial:

Tabla 12: Valores de Solar Atlas para la Urbanización El Manantial

Datos del Mapa			
Salida de potencia fotovoltaica específica	PVOUT_specific	1,646.4	kWh/kWp
Irradiación normal directa	DNI	1,720.2	kWh/m ²
Irradiación horizontal global	GHI	2,026.9	kWh/m ²
Irradiación horizontal difusa	DIF	821.4	kWh/m ²
Irradiación inclinada global en ángulo óptimo	GTI_opta	2029.6	kWh/m ²
Temperatura del aire	TEMP	15.5	°C
Inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos	OPTA	4	°
Elevación del terreno	ELE	2,617	m

Nota: Fuente Solar Atlas.

Considerando que las horas solares pico promedio en el sector es de 4.5 al año, se calcula que la potencia pico requerida es de alrededor de 101.58kWp. Para cubrir esta potencia estimada de forma preliminar, se ha seleccionado el módulo Vertex TSM-DE21 de 670W monocristalino producido por Trina Solar, por cuanto brinda mayor producción con baja irradiancia y menor coeficiente de temperatura, alcanzado eficiencias por sobre los 21.6%.

Para establecer la cantidad de paneles solares (1) se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$\# \text{ de Paneles} = \frac{(\text{Energía Suministrada}) \times FS}{HSP \times (\text{Pot. Panel})} \quad (1)$$

Siendo:

- Energía Suministrada: La energía a abastecer expresado en kWh, que para el caso en estudio es de 458.22kWh por día.
- FS: Factor de seguridad, establecido en un 20%.
- HSP: Horas solar pico, de 4.5 tomado del Solar Atlas.
- Pot. Panel: Potencia del panel empleado, 670W.

Reemplazando estos valores en (1) se establece que la cantidad de paneles requeridos es de 182.

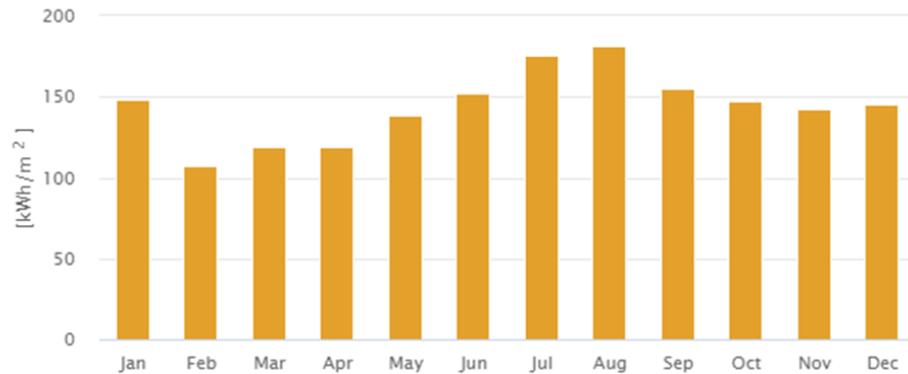
Los meses de mayor irradiación normal directa expresada en kWh/m² para el sector de El Manantial, lo constituyen los meses de julio y agosto con valores por sobre los 150kWh/m², y los

meses de menor irradiación los de febrero, marzo y abril como se muestra en la Figura 12 y Tabla 13 obtenidas del Solar Atlas:

Figura 12: Promedios mensuales de irradiación en la urbanización el Manantial

Promedios mensuales

Direct normal irradiation



Nota: Fuente Solar Altas.

Tabla 13: Promedios mensuales de irradiación directa sector El Manantial

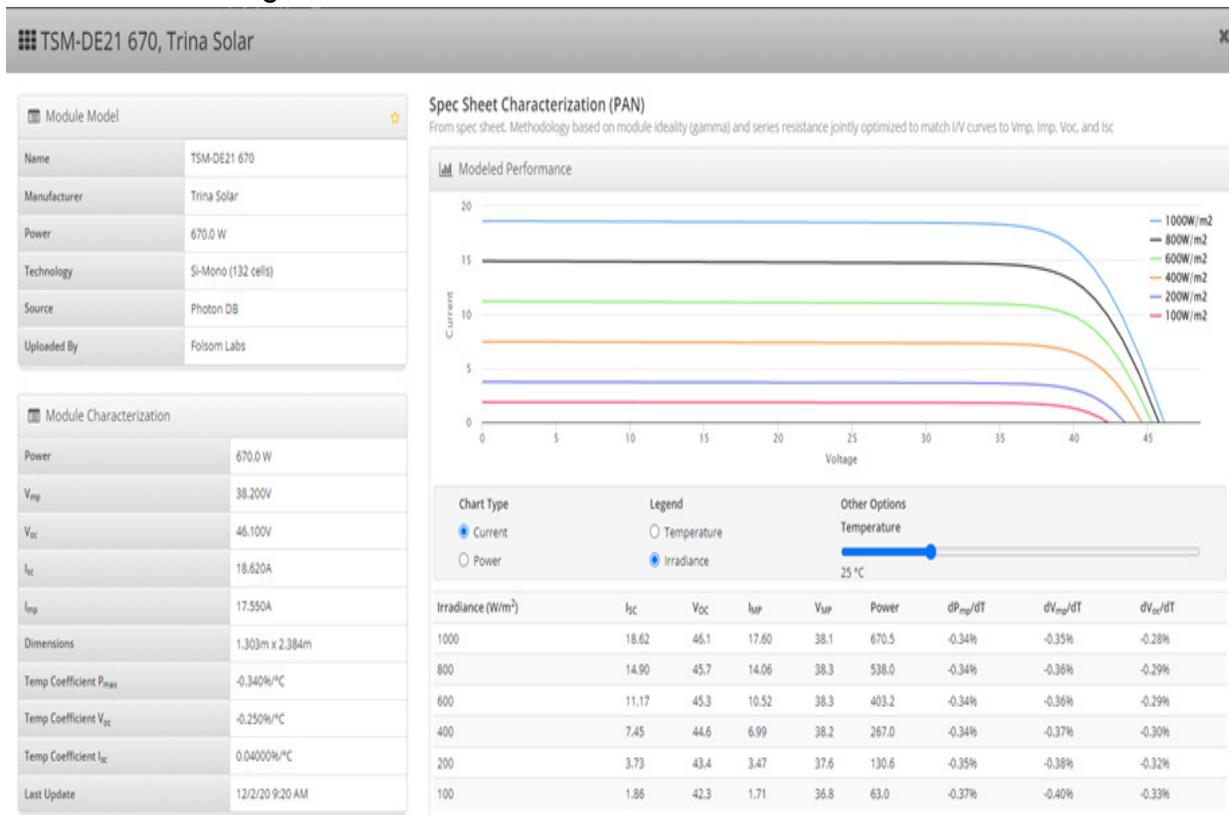
Promedios Mensuales de Irradiación Directa (DNI)	
Mes	Valor en kWh/m²
Enero	148.3
Febrero	107.4
Marzo	119.1
Abril	118.6
Mayo	138.2
Junio	152.6
Julio	175.9
Agosto	181.7
Septiembre	155.4
Octubre	147.0
Noviembre	142.0
Diciembre	144.9

Nota: Fuente Solar Atlas.

En el presente estudio se utilizó la herramienta en línea HelioScope que ofrece un diseño completo y pormenorizado del SFCR, que incluye algunos parámetros como análisis de sombras y cálculo de rendimiento de energía, sintetizando la parte de ingeniería así como permitiendo la integración de herramientas de diseño con modelos de rendimiento.

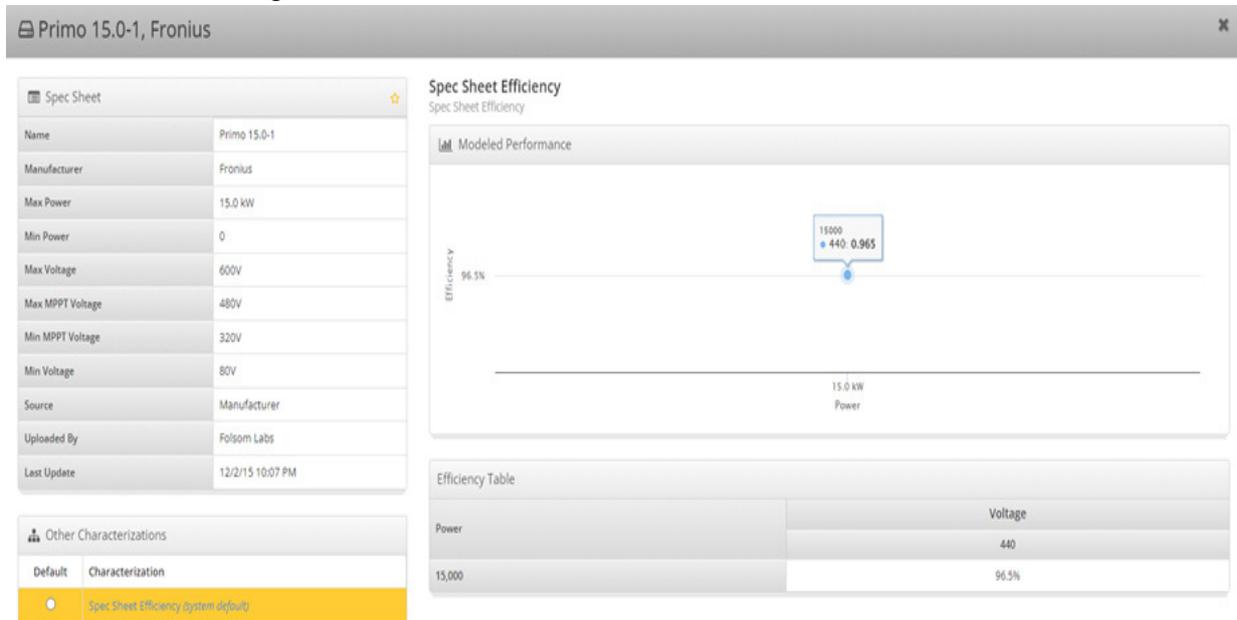
De conformidad con los equipos utilizados en nuestro estudio, se ha establecido la ubicación del conjunto el Manantial, identificando dentro de la urbanización las áreas de las azoteas que mejor se acoplen para la implementación de los SFCR, para los arreglos fotovoltaicos, la alineación de los paneles, distanciamiento e inclinación, para lo cual de su amplia biblioteca de equipos y dispositivos se ha seleccionado el panel Vertex TSM-DE21 de 670W e inversor Fronius Primo 15.0-1 mencionados anteriormente y cuyas características se presentan en la Figura 13 y Figura 14 respectivamente.

Figura 13: Características del Panel Trina Solar Vertex 670W



Nota: Fuente HelioScope Software de Diseño Solar.

Figura 14: Características del Inversor Fronius Primo 15.0-1



Nota: Fuente HelioScope Software de Diseño Solar.

3.2.2. Descripción del sistema fotovoltaico

El sistema de generación fotovoltaica propuesto se instalará en las azoteas de las viviendas y debe ser conectado a la red, sin autoconsumo ni almacenamiento.

Por las características de los equipos y tecnologías disponibles, es necesario dividir el sistema en varios subsistemas. Para lo cual se analizó la fotografía aérea de la urbanización en busca de las azoteas más apropiadas para alojar los paneles fotovoltaicos y que, en la medida de lo posible, tengan una cercanía tal que permita agrupar los circuitos de paneles de varias cubiertas en un inversor común.

De este modo, y en base a los cálculos previos de la demanda a cubrir, incluido un factor de seguridad del 15%, se decidió que los subsistemas a diseñar debían contar con una configuración común en base al inversor seleccionado, determinándose que se requiere de 8 inversores de 15kW para una potencia instalada total de 120kW.

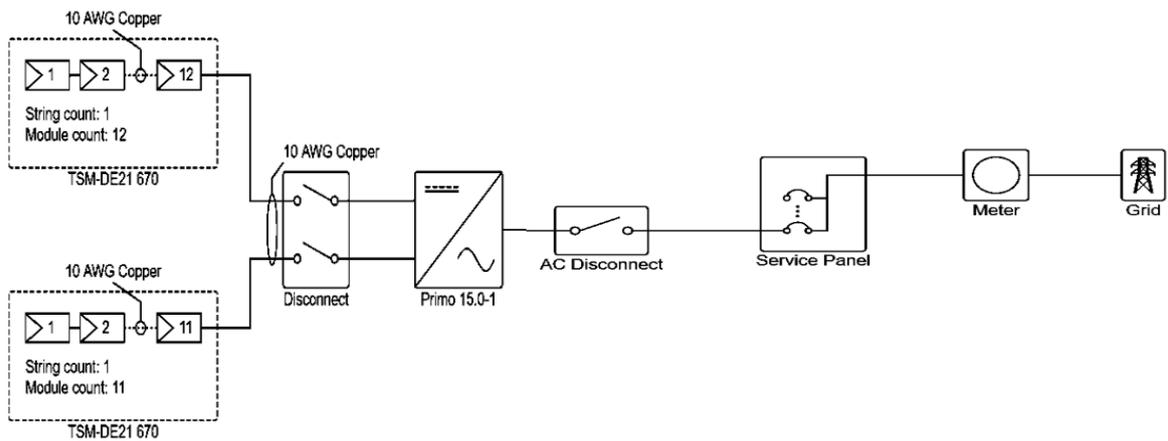
En definitiva, cada subsistema se compone de 23 paneles fotovoltaicos Trina Solar TSM-DE21 670 de 0.67kW, que suman 15.41kWp, distribuidos en 2 cadenas en serie, una de 11 y la segunda de 12 paneles que se conectarán al inversor. En la Figura 16 se muestra el diagrama unifilar de un subsistema tipo.

Figura 15: Implantación de bloques de paneles en azoteas



Nota: Fuente HelioScope Software de Diseño Solar.

Figura 16: Diagrama unifilar de un bloque



Nota: Fuente HelioScope Software de Diseño Solar.

La potencia nominal del grupo de generación fotovoltaica sería la suma de los 8 subsistemas de 15.41kW, es decir 123.28kW, con un total de 184 paneles. A continuación, se describe la distribución y agrupación de paneles que se implantó. Se utilizarán 17 azoteas y, según su capacidad física para alojar los sistemas de paneles y su cercanía, se agruparán en 8 bloques. Para facilidad de ubicación se ha asignado un código que se corresponde con el número de bloque y de azotea.

Tabla 14: Distribución de los 8 subsistemas fotovoltaicos

Subsistema	Paneles por cubierta	kWp Subsist.	kWp TOTAL
B01 T01	16	10.72	15.41
B01 T02	7	4.69	
B02 T03	15	10.05	15.41
B02 T04	8	5.36	
B03 T05	9	6.03	15.41
B03 T06	10	6.70	
B03 T07	4	2.68	
B04 T08	18	12.06	15.41
B04 T09	5	3.35	
B05 T10	18	12.06	15.41
B05 T11	5	3.35	
B06 T12	11	7.37	15.41
B06 T13	12	8.04	
B07 T14	23	15.41	15.41
B08 T15	10	6.70	15.41
B08 T16	10	6.70	
B08 T17	3	2.01	
TOTAL	184	123.28	123.28

Nota: Fuente HelioScope Software de Diseño Solar.

Figura 17: Identificación de bloques de generación fotovoltaica



Nota: Fuente HelioScope Software de Diseño Solar.

Figura 18: Implantación de Bloques 1, 2 y 7



Nota: Fuente HelioScope Software de Diseño Solar.

Figura 19: Implantación de Bloques 3, 4, 5, 6 y 8



Nota: Fuente HelioScope Software de Diseño Solar.

La propuesta de diseño fue implantada, simulada y verificada mediante herramienta de diseño HelioScope.

3.2.3. Cálculos de producción y disposición de la instalación Fotovoltaico.

Inicialmente se estableció la demanda que debe satisfacer el sistema a implementar. Dicha demanda vino determinada por los consumos anuales de las 100 viviendas de la comunidad que en conjunto llegan a 557.5MWh/año. De éstos se debe garantizar que el sistema cubra al menos el 30% para poder acceder a la subvención, es decir 167.25MWh/año.

Luego, se definió el dato de horas pico solares del sector en 1646.4 kWh/kWp a partir del portal de Global Solar Atlas, con el cual se pudo calcular la potencia pico nominal que se requiere instalar para satisfacer esta demanda, obteniendo un valor de 101.58kWp, al cual se le aplicó un factor de seguridad de 15% con el que se pretendió cubrir las diferentes pérdidas que se puedan presentar, por lo que la potencia pico de diseño se aproximó a 117kWp.

Cabe enfatizar que la potencia instalada se debe entregar a una red monofásica en baja tensión, tres hilos, 120-240V, la cual se puede conseguir por medio de los 8 inversores monofásicos de 15kW anteriormente descritos. A partir de estos datos se dimensionó los paneles necesarios y se ubicaron los emplazamientos más idóneos para su instalación.

Una vez definidos todos estos parámetros, se procedió a ingresarlos en la herramienta de diseño HelioScope, la cual brindaba una muy buena aproximación y facilidad de interpretación para el

sistema previsto a diseñar. Los resultados de la simulación indican que el sistema en su conjunto será capaz de producir 187.6MWh/año, que representa un 33.65% de la demanda total, cumpliendo por tanto con el requerimiento de ahorro propuesto para acceder a la subvención.

Cada subsistema contará con protecciones tanto en el lado de corriente continua como alterna.

Se colocará un tablero con dos protecciones, una para cada *string* de paneles. La salida de este tablero se conectará al inversor. A la salida del inversor se colocará una protección en corriente alterna. A continuación, se ingresará al sistema de medición y finalmente a la red de baja tensión de la Empresa Eléctrica.

3.2.4. Elección de los Materiales principales para el Sistema Fotovoltaico

Los componentes fundamentales del sistema solar fotovoltaico que se plantea son:

- Paneles fotovoltaicos.
- Inversor para la conversión de la energía eléctrica producida por los paneles solares de corriente continua a corriente alterna,
- Equipo de medición que permita registrar la cantidad de energía que se entregará a la red.
- Conductores para las conexiones requeridas.
- Estructuras de soporte para fijación de los paneles solares.

La selección de los materiales viene condicionada en cierta medida por la arquitectura de cada vivienda, especialmente por el área útil de sus cubiertas incluido el espacio que se debe reservar para la instalación de colectores solares térmicos según el tipo de vivienda y ausencia de sombras.

También se pueden considerar factores ambientales, mínimo de pérdidas en el sistema eléctrico convencional, mayor eficiencia y autoabastecimiento, capacidad de inyección a la red del excedente de energía y la disminución del CO₂ mediante el aprovechamiento de energía renovable y limpia, de ahí que cada uno de los materiales empleados deberán ser de buena calidad, cumpliendo estándares nacionales e internacionales.

Con los parámetros y restricciones propuestas para el presente estudio, los paneles se deberán emplazar en las azoteas del menor número de viviendas existentes, lo cual obliga a hacer un uso óptimo del espacio físico disponible, de fácil acceso para su instalación y posterior mantenimiento.

Por tal motivo se establece como primer criterio de selección el uso de paneles de silicio monocristalino, ya que se trata de una tecnología madura y de alta eficiencia debido a la homounión de silicio. Adicionalmente, ocupan una menor área de instalación en el caso de instalaciones residenciales, resulta ser más adecuado para climas fríos y ubicaciones con radiación difusa.

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para el presente estudio son los paneles provistos por la Compañía Trina Solar, la cual ofrece su modelo Vertex 670W TSM-DE21 (Figura 20) compuesto de 132 células monocristalinas con un rango de potencia de salida de 670W y una eficiencia máxima de 21.6%. El módulo tiene las siguientes características:

- Tecnología multi-busbar para un mejor efecto de retención de luz.
- Menos resistencia en series e improvisada recolección de corriente.
- Rendimiento mecánico hasta 5,400 Pa de carga positiva y 2,400 Pa de carga negativa.
- Alto rendimiento energético.
- Producción de energía optimizada bajo condiciones de sombreado entre hileras.
- Diseñado para ser compatible con los componentes del sistema principal.
- Tecnología de micro fisuras minimizadas con un innovador corte no destructivo.
- Resistencia a ambientes difíciles como sal, amonio, arena, altas temperaturas y áreas con alta humedad.
- Menor coeficiente de temperatura (-0.34 %) y temperatura de funcionamiento.

Figura 20: Panel fotovoltaico monocristalino Vertex de 670W



Nota: Fuente Trina Solar.

Figura 21: Datos técnicos del módulo fotovoltaico seleccionado

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η_m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	488	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.8	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	14.05	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.82	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	33.6 kg (74.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, Air Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces

Nota: Fuente Trina Solar.

En un sistema fotovoltaico, el componente encargado de la conversión de corriente continua a alterna lo constituye el inversor, componente indispensable y de gran importancia a la hora de inyectar la energía captada y generada por el panel solar.

Con este antecedente, se buscó inversores de la mayor capacidad posible que cumplan con estas especificaciones, es decir que sean monofásicos y puedan entregar un voltaje y configuración compatibles con la red existente. Esta búsqueda arrojó algunas marcas y modelos que trabajaban en rangos de potencias bajas, llegando en muchos casos hasta los 10kW.

En vista de que el sistema será conectado a la red, los inversores serán monofásicos compatibles con las características y configuración de la red eléctrica de la urbanización, a un voltaje de salida en el lado de alterna de 120V-240V hacia la red monofásica de tres hilos existente con una tipología monofásico de fase partida.

Finalmente se seleccionó el inversor de marca Fronius modelo PRIMO 15.0-1 que, según sus datos técnicos, entrega una potencia máxima de 15kW, cumpliendo además con las especificaciones de la red a la cual se debe entregar la producción.

En cuanto a los inversores, estos deberán manejar diferentes rangos de tensión, con una eficiencia del 96.7%, con protección integrada, de topología sin transformador, capaz de soportar comunicación por Wifi o Ethernet y con una garantía extendida de 20 años.

El inversor propuesto es el modelo PRIMO 15.0-1 del fabricante Fronius, que está especialmente indicado para las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

Figura 22: Inversor fotovoltaico Fronius modelo PRIMO 15.0-1



Notas: Fuente Fronius.

Figura 23: Datos técnicos del inversor

DATOS DE ENTRADA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Potencia FV recomendada (kWp)		8.0 - 12.0 kW	9.1 - 13.7 kW	10.0 - 15.0 kW	12.0 - 18.0 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)		33.0 A / 18.0 A			
CD total máxima		51 A			
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 I _{max}) (MPPT 1/MPPT 2)		41.3 A / 22.5 A			
Rango de voltaje operacional		80 V - 600 V			
Voltaje de entrada máximo		600 V			
Voltaje nominal de entrada		415 V	420 V	425 V	440 V
Tamaño admisible de conductor de CD		AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo (AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado), AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con combinador de entradas opcional			
Rango de voltaje MPP		220 - 480 V	240 - 480 V	260 - 480 V	320 - 480 V
Número de MPPT		2			
DATOS DE SALIDA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Potencia máxima de salida	208	9995 W	11400 W	12500 W	13750 W
	240	9995 W	11400 W	12500 W	15000 W
Corriente continua máxima de salida	208	48.1 A	47.5 A	60.1 A	66.1 A
	240	41.6 A	54.8 A	52.1 A	62.5 A
Capacidad de interruptor de CA	208	70 A		70 A	80 A
	240	60 A		35 A	40 A
Eficiencia máxima		96.7 %			
Eficiencia CEC		96.0 %			
		96.5 %			

Nota: Fuente Fronius.

Los conductores deberán ser ignífugos, libre de halógenos y de preferencia de cobre aislados fabricados bajos normas nacionales o internacionales, que soporten las diferentes tensiones del sistema, utilizando código de colores. Estos deberán soportar una tensión de entre 600V a 1kV aislado con polietileno reticulado (XLPE) para una temperatura de trabajo de 90°C.

Figura 24: Conductor de cobre XHHW-2



Notas: Fuente Electrocable.

Figura 25: Características del conductor

Conductor de cobre para [0.6, 1 kV] aislado con polietileno reticulado (XLPE) 90 °C, resistente a la humedad y a calor elevado.

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Peso total Aprox. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm²)	No. Hilos				
FORMACIÓN SÓLIDO Y CABLEADO CONCÉNTRICO						
14	2,08	1	0,76	3,15	24,65	25
12	3,31	1	0,76	3,57	36,67	30
10	5,261	1	0,76	4,11	55,41	40
8	8,367	1	1,14	5,54	91,42	55
8	8,367	7	1,14	5,98	96,27	55
6	13,3	7	1,14	6,94	145,69	75

Notas: Fuente Electrocable.

Se deberá utilizar equipos de protección tanto para DC como para AC dependiendo el circuito, equipo o dispositivo a proteger, estos deberán ser termomagnéticos de un solo polo.

Las estructuras requeridas para la implantación son del tipo fijas con lastre como contrapeso y de triángulo inclinado, las cuales no estarán ancladas o apernadas a las azoteas.

Para las estructuras se ha considerado usar las provistas por Solarbloc, las cuales son de auto lastrado fabricado en hormigón las cuales poseen una inclinación de 18°, conforme el diseño

planteado en el HelioScope para el caso de estudio y se indica en la Figura 26. Dichas estructuras pueden ser individuales o hasta de grupos de 6 módulos. Entre sus principales características se tiene:

- Su fácil y rápido montaje.
- No precisa de instalador.
- Una vez se descarguen las estructuras donde se desean instalar hay que tener en cuenta que las series de paneles deben estar todas bien alineadas, no será necesario anclarlas al suelo, ni cimentar ya que por su propio peso quedarán bien fijadas.
- Los bloques incluyen las grapas de sujeción necesaria para la instalación. Simplifica el trabajo y la cantidad de materiales a utilizar en la misma.
- Tienen la inclinación óptima para obtener el máximo rendimiento de los paneles solares.
- Se pueden solicitar soportes con inclinaciones de 3°, 10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30° o 34° según las necesidades de la instalación.
- Resistencia y Durabilidad. Por su material de hormigón reforzado, es resistente a los factores climáticos y agentes atmosféricos más adversos como fuertes vientos, lluvias con granizo, etc.
- Centro de gravedad bajo. Con esto conseguimos darle estabilidad a toda la instalación.
- Sistema de montaje FV de un solo componente.
- Sujeción del panel mediante carril de hormigón adherido en el soporte.
- No posee estructuras metálicas y todos sus componentes de fijación.
- Acorta el tiempo de montaje de las instalaciones fotovoltaicas.

Figura 26: Soportes Solarbloc con lastre



Nota: Fuente Solarbloc.

Para la medición de la cantidad de energía entregada a la red por el sistema fotovoltaico propuesto en el presente proyecto, se ha considerado el uso de un contador monofásico digital modelo CIRWATT B100 de clase B para medición de energía activa como el de la Figura 27. Este medidor al ser autónomo tiene la capacidad de almacenamiento de datos que evita pérdidas de información cuando existe una desconexión o pérdida de alimentación de energía, su diseño permite la lectura de energía activa en una sola tarifa por lo que se adapta a los requerimientos del presente proyecto.

Posee un tamaño reducido facilitando su instalación, así como la propiedad de almacenamiento de energía inversa y facilidad de lectura con el uso de su puerto óptico. El contador tiene la capacidad de registrar energía en ambas direcciones, por lo que indistintamente del sentido de corriente en el cual se encuentre conectado medirá la energía suministrada al sistema de forma correcta. Su pantalla tipo LCD permite mostrar datos de hasta 8 dígitos, lo cual permite que el contador sea lo suficientemente capaz de mostrar la cantidad de energía suministrada a la red sin problema alguno.

Figura 27: Contador CIRWATT B 100

CIRWATT B 100
Contador de energía monofásico



Nota: Fuente Contadores de Energía Serie CIRWATT-B100.

3.2.5. Cálculo de la reducción de emisiones de CO₂ para el Sistema Fotovoltaico.

La principal ventaja de una fuente de energía con tecnología renovable en comparación con una fuente de origen fósil es la capacidad de reducción de emisiones de CO₂ y los gases de efecto invernadero. La implementación de los paneles fotovoltaicos ayuda con esta gran problemática que se vive alrededor del mundo y que se ha convertido en uno de los principales objetivos de los países con fecha al 2050 para conseguir la neutralidad climática, conforme con el compromiso adquirido por 195 naciones al haber firmado el Acuerdo de Paris. Los sistemas fotovoltaicos brindan electricidad de manera limpia e ilimitada (Mae, 2013), por lo cual siempre que se realiza el estudio de un sistema de energías renovables se requiere calcular las toneladas de CO₂ al año que se dejarían de emitir al ecosistema si se usaran fuentes de energías no renovables (2), aplicando la siguiente ecuación:

$$RCO_2 = (EF_{grid,CM})(E_a) \quad (2)$$

Donde RCO_2 es la reducción de emisiones de CO₂, ($EF_{grid,CM}$) el factor de emisión de CO₂ ex Ante ($0.3673 \text{ ton } \frac{CO_2}{MWh}$ para proyectos solares) y (E_a) es el dimensionamiento de la producción anual de energía del sistema fotovoltaico a implementarse (2), (3).

Figura 28: Valores del factor de emisión de CO₂ del margen combinado ex Ante

Termoeléctrica, Hidroeléctrica		Eólica, Solar	
WOM	0.5	WOM	0.75
WBM	0.5	WBM	0.25
EF_{grid,CM,y} = 0.2449 ton CO₂/MWh		EF_{grid,CM,y} = 0.3673 ton CO₂/MWh	

Nota: Fuente Factor de Emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador.

$$RCO_2 = \left(0.3673 \frac{tCO_2}{MWh}\right) \left(187.6 \frac{MWh}{año}\right) \quad (3)$$

$$RCO_2 = \left(68.91 \frac{tCO_2}{año}\right) \quad (4)$$

Con la implementación del sistema fotovoltaico propuesto se reducirán una cantidad de 68.91 ton de CO₂ al año, lo cual sería equivalente a 71,151 libras de carbón quemado, o el uso de 149 barriles de petróleo o 2,632 cilindros de propano usados en el hogar, o 20.9 toneladas de residuos reciclados en vez de ser eliminados en vertederos, o la cantidad de emisiones producidas por 14 vehículos de pasajeros conducidos durante un año, conforme los valores mostrados en la Figura 29. (Greenhouse Gas, 2021).

Figura 29: Equivalencias de emisiones de gases de efecto invernadero

La suma de las emisiones de gases de efecto invernadero que ingresó anteriormente es de equivalente de dióxido de carbono. Esto es equivalente a:

71 toneladas

Emisiones de gases de efecto invernadero de



Emisiones de CO₂ de



Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas por



Nota: Greenhouse gas 2021.

3.2.6. Presupuesto referencial preliminar para la implementación de la propuesta fotovoltaica

Tabla 15: Presupuesto general de la implementación del sistema fotovoltaico conectado a red

RUBROS DE IMPLANTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EL MANANTIAL						
Descripción	Und.	Cant.	Valor Unitario Material (USD)	Valor Unitario Mano de Obra (USD)	Valor Total Rubro (USD)	Valor Total (USD)
Estructura de soporte para panel solar (Incluye sistema de contrapeso y accesorios)	u	184	\$ 75.00	\$ 5.00	\$ 80.00	\$ 14,720.00
Módulo fotovoltaico (TRINA SOLAR, TSM-DE21 670)	u	184	\$ 220.00	\$ 15.00	\$ 235.00	\$ 43,240.00
Conductor de Cu. XLPE, 1kV, #10 AWG	m	450	\$ 1.15	\$ 0.70	\$ 1.85	\$ 832.50
Tablero de protección para strings de paneles (Caja, riel din, 2 interruptores termomagnéticos de c.c, accesorios)	u	8	\$ 50.00	\$ 35.00	\$ 85.00	\$ 400.00
Inversor FRONIUS Primo 15.0-1	u	8	\$4,947.39	\$100.00	\$ 5,047.39	\$ 39,579.12
Contador de energía eléctrica	u	8	\$ 120.00	\$ 35.00	\$ 155.00	\$ 960.00
Tablero de protección para salida en corriente alterna del inversor (Caja, interruptor termomagnético 2P-63A, riel din, accesorios, etc.)	u	8	\$ 33.00	\$ 18.00	\$ 51.00	\$ 408.00
SUBTOTAL 1						\$100,139.62
IVA 12% DEL SUBTOTAL 1						\$ 12,016.75
Elaboración y aprobación de estudios definitivos	gbl	1				\$ 4,000.00
Transporte de material al lugar de la instalación	gbl	1				\$ 1,000.00
Dirección técnica y supervisión	gbl	1				\$ 6,000.00
Permisos, gastos administrativos, fiscalización	gbl	1				\$ 1,500.00
Imprevistos	gbl	1				\$ 1,000.00
Varios	gbl	1				\$ 1,500.00
SUBTOTAL 2						\$ 15,000.00
TOTAL						\$127,156.37

Nota: Fuente Elaboración propia.

En función de la potencia pico a instalar, el costo final del proyecto fotovoltaico se aproximaría a \$1,031.44 USD/kWp.

3.2.7. Plan de contratación en función de las características de la planta fotovoltaica

Para la instalación de la planta fotovoltaica es necesario adquirir todos los equipos y materiales establecidos en el presente estudio, se deberá considerar la construcción de la planta fotovoltaica sobre las azoteas y el tipo de contratación como puede ser un contrato “llave en mano”, donde la contratista debe proveer equipos, maquinarias, insumos, mano de obra técnica y especializada para la terminación total de los trabajos constructivos, operativos y puesta en marcha del sistema.

Dependiendo del tipo de financiación del proyecto la contratista podría también hacerse cargo de la gestión técnica, financiera y legal durante el tiempo de concesión de la instalación cuya vida útil se estima de 30 años.

Para la construcción de la planta se tomará en cuenta las características principales que poseerá la instalación las cuales son:

- Instalación de 184 paneles fotovoltaicos.
- Instalación desde 3 hasta 23 módulos por terraza.
- Tendido de 450 m de cable 10AWG (cobre).
- Instalación de 8 inversores Fronius.
- Instalación de estructuras fijas con lastre en 17 terrazas de la urbanización.
- Implementación de los tableros de control, protección y medida.

Para ello se recurrirá a la contratación de mano de obra de origen local o nacional conforme con lo establecido en el Art. 54 y Art. 108 Cláusula Décima de la LOSNCP.

Adicionalmente se ha tomado en cuenta lo establecido en la “Constitución Política de la República del Ecuador” en su Art. 36 y Art. 331, mismos que establece que el estado propiciará la incorporación de las mujeres al trabajo remunerado y garantizará igualdad en el acceso al empleo, a la formación y promoción laboral y profesional.

Para la implementación del presente proyecto se ha establecido tener la contratación de al menos 30% de cuota femenina para los trabajos de ejecución de la instalación fotovoltaica. Entre los cuales se contratará personal técnico, especialistas, supervisores y dirección, así como se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16: Plan de contratación para implementación del proyecto

Etapa	Fases del proyecto	Cargo	Área / Descripción / Ocupación	Número de personas	% de Participación en función de la influencia en el proyecto	Tiempo de instalación en días
0	Planificación	Recursos humanos	Contratación de personal	1	20%	66
0	Planificación	Superintendente	Análisis del diseño y dirección del proyecto. Gestión de compras. Logística.	1	100%	66
0	Planificación	Ingeniero Eléctrico de Diseño	Ingeniería de detalle	1	30%	15
1	Ejecución	Residente de Obra	Control de obra en campo	1	100%	40
1	Ejecución	Supervisor de Seguridad SSA	Control de riesgos en campo	1	100%	40
1	Ejecución	Supervisor de Calidad	Control de calidad y armado de Dossier del proyecto	1	100%	40
1	Ejecución	Asesor Contable	Adquisición de insumos, materiales y dispositivos a usarse en el proyecto	1	60%	40
1	Ejecución	Obrero	Montaje e Instalación de estructuras	2	40%	15.5
1	Ejecución	Eléctrico A	Instalación y pruebas de paneles y tableros	2	60%	31.5
1	Ejecución	Eléctrico B	Montaje de paneles, tendido de cables y ubicación de dispositivos	4	60%	25
1	Ejecución	Especialista de Puesta en Marcha	Comisionamiento y puesta en marcha del sistema, configuración de dispositivos de protección, medición y control	1	50%	16
2	Cierre	Ingeniero Eléctrico de Proyecto	Recopilación de información, elaboración y aprobación de planos As-Built, y entrega de la obra a conformidad de las partes	1	100%	10

Nota: Fuente Elaboración propia.

Como se puede observar en la Tabla 16, para la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red, se requeriría alrededor de 17 personas, de las cuales al menos 6 deben ser del género femenino lo que representaría más del 30%, las cuales podrían participar en las diferentes fases y áreas del proyecto.

3.2.8. Manual y presupuesto de operación y mantenimiento del sistema Fotovoltaico

El manual de operación y mantenimiento para el sistema fotovoltaico conectado a la red de la empresa Eléctrica Quito en el sector de Conocoto de la urbanización el Manantial, considera los siguientes puntos:

- La capacidad de potencia instalada.
- Ubicación de los subsistemas en azoteas de las viviendas.
- Los componentes del sistema fotovoltaico conectado a la red.
- La operatividad del sistema.
- Pruebas de los diferentes equipos las cuales incluirán:
 - a. Pruebas Generales.
 - b. Pruebas Mecánicas.
 - c. Pruebas Eléctricas.
- El plan de Mantenimiento de la instalación comprendido en:
 - a. Mantenimiento Predictivo.
 - b. Mantenimiento Preventivo.
 - c. Mantenimiento Correctivo.
- Costos de la Operación y Mantenimiento de la instalación.

3.2.8.1. Capacidad de potencia instalada del SFCR

La instalación del Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) de este estudio, incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar el máximo aprovechamiento del recurso solar durante las horas de mayor irradiación en la urbanización El Manantial, así como una energía de calidad con una potencia vertida a la red de 123.3kW dimensionada en el punto 3.2.2. “Descripción del Sistema Fotovoltaico” con el uso de la herramienta HelioScope, misma que proporcionaría al año una energía de 187.6MWh/año.

Con esta capacidad de potencia, el funcionamiento de toda la instalación no deberá provocar en la red eléctrica existente averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, ni alteraciones a las variables eléctricas contempladas en la normativa de la “Empresa Eléctrica Quito” y conforme los lineamientos de la “regulación ARCONEL 002/2021”. De igual manera el funcionamiento de esta instalación deberá mantener condiciones óptimas de trabajo seguro para el personal de mantenimiento, garantizando indicadores óptimos de confiabilidad y disponibilidad al sistema.

3.2.8.2. Ubicación de los subsistemas fotovoltaicos en las azoteas de las viviendas

El presente estudio está localizado en la urbanización El Manantial, la cual cuenta con 100 viviendas de las cuales se han seleccionado 17 azoteas para la implantación de los diferentes subsistemas con capacidades de 15.4kW distribuidos en 8 bloques con un total de 184 paneles fotovoltaicos a instalarse.

3.2.8.3. Componentes del sistema fotovoltaico conectado a la red

El tipo de estudio a desarrollarse se enmarca en las energías renovables mediante el aprovechamiento de un sistema fotovoltaico, el cual se instalará sobre cubiertas o azoteas de las construcciones existentes.

Dichas instalaciones contarán con 184 estructuras de hormigón con lastre, las cuales no pueden ser ancladas. Además, el sistema deberá entregar su producción a la red convencional existente, por medio de un contador de energía, 8 inversores cuya finalidad será el convertir la energía, controlar la entrada y salida de energía generada, así como la protección del sistema a instalarse junto con las conexiones adecuadas para tal fin.

Tabla 17: Componentes del Sistema Fotovoltaico conectado a la red

PARTES DEL SISTEMA	COMPONENTE
Implementación de los módulos fotovoltaicos	Estructura de hormigón para panel solar (Incluye grapas de sujeción, sistema de contrapeso y accesorios) Módulo fotovoltaico (TRINA SOLAR, TSM-DE21 670) Conductor de Cu. XLPE, 1kV, #10 AWG Tablero de protección para strings de paneles (Caja, riel din, 2 interruptores termomagnéticos de c.c, accesorios)
Implementación bloque de control	Inversor FRONIUS Primo 15.0-1 Contador de energía eléctrica Tablero de protección para salida en corriente alterna del inversor (Caja, interruptores termomagnéticos 2P-63A, riel din, accesorios, etc.)

Nota: Fuente Elaboración propia.

3.2.8.4. Operatividad del Sistema Fotovoltaico

Para la Operatividad del Sistema Fotovoltaico Conectado a la red de se tendrá en cuenta lo mencionado en la regulación ARCONEL 004/15 referente a “Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a las Redes de Transmisión y Distribución”, para lo cual en el caso de la distribuidora se deberá proporcionar el

análisis de factibilidad de conexión, diseños y especificaciones de los componentes del sistema fotovoltaico, equipos de protección y control.

El Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) del presente estudio, no considera el almacenamiento de energía, de ahí que la energía producida durante las horas de radiación en la urbanización el Manantial se canalizará a la red eléctrica existente, dicha energía producida por el sistema fotovoltaico tendrá que cubrir el 30% del consumo total diario de la urbanización, y cuyos excedentes se sumarán de manera activa a la energía inyectada a la red de distribución local; la carga de las viviendas será alimentada por la red convencional teniendo un ahorro tarifario del 30% del consumo mensual para los habitantes de la urbanización.

Al considerarse la instalación del tipo renovable, conforme la regulación ARCONEL 006/00 "Procedimiento de Despacho y Operación" considera que, para una instalación fotovoltaica, esta no estará sujeta a despacho, sino que la energía producida tendrá un acceso preferente a la red por sobre las tecnologías del tipo convencional.

En el acceso a la urbanización el Manantial, se ubicará una garita la cual contará con un sistema aislado, destinada como centro de monitoreo y control del sistema fotovoltaico a implementarse en toda la urbanización, la cual tendrá un sistema de autoconsumo de energía y permitirá a los operadores y personal de mantenimiento verificar el estado óptimo de la instalación y el tener una pronta respuesta ante cualquier eventualidad que pudiese presentarse durante el tiempo de operación del sistema, coordinar con la distribuidora los periodos de funcionamiento e inyección de la energía generada a la red de distribución de la EEQ e informar a los habitantes sobre las condiciones de operación normal del sistema.

3.2.8.5. Pruebas de Equipos Fotovoltaicos

Para evaluar el estado funcional de cada uno de los equipos que conforman la instalación fotovoltaica en las 17 viviendas (azoteas) conectadas a la red, es necesario cumplir con una serie de pruebas con la finalidad garantizar un óptimo y adecuado funcionamiento de cada componente en especial de los paneles solares, por cuanto tienen el mayor coste representativo de toda la instalación.

En lo referente a las Pruebas Generales se realizará las siguientes actividades:

- **Inspección Visual**

El objetivo principal de esta prueba es verificar, mediante una inspección visual y mediante instrumentos de iluminación y aumento de visión, el estado del panel tanto en su parte interna como externa, soporte o estructura, inversor, circuito eléctrico y medidor de energía. Esta inspección puede ser directa, indirecta o remota. (Novoa, E. 2015)

De esta inspección se determinará el deterioro externo de los componentes expuestos a fenómenos medioambientales, daños visibles, así como presencia de polvo, suciedad, decoloración y oxidación de componentes.

- **Medición de Ruido**

Al estar la urbanización El Manantial en el sector rural se deberá garantizar un nivel de presión sonora inferior a 55 dB conforme la Ley y Reglamento de Gestión Ambiental del Ecuador, para ello se utilizara un sonómetro el mismo que permitirá evaluar si el sistema fotovoltaico en su operación normal se encuentra dentro del valor de emisión de ruido permitido y poder pronosticar el estados de sus componentes, evitando generar daños o peligros al personal encargado de la operatividad y mantenimiento del sistema fotovoltaico conectado a la red.

- **Medición parámetros meteorológicos.**

Previo la intervención en cada uno de los equipos que conforman el SFCR, será necesario realizar la medición de condiciones ambientales en cada una de las azoteas (17 en nuestro caso de estudio) con la finalidad de determinar su temperatura ambiente, de los paneles, inversor; así como la irradiación solar dependiendo del mes de intervención y las horas destinadas a los trabajos de mantenimiento con la ayuda de un pirheliómetro.

En lo referente a las Pruebas Mecánicas se realizará las siguientes actividades:

- **Medición de Torque en partes móviles.**

La primera medición del torque en las diferentes partes móviles (tuercas) se realiza en la etapa de instalación y puesta en marcha de cada uno de los elementos del sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR), luego debido a la operación y a sus condiciones de funcionamiento las piezas móviles del sistema pierden sujeción por lo cual es necesario verificarlas en los mantenimientos preventivos programados.

El ajuste de piezas deberá realizarse aplicando una tensión necesaria sin sobrepasarse, conforme a lo establecido por el fabricante en las tablas de especificaciones técnicas de cada componente, con la ayuda de un dinamómetro, el cual deberá estar calibrado.

- **Termografía**

Esta prueba permite determinar las zonas o puntos calientes en la instalación fotovoltaica mediante el uso de una cámara termográfica en condiciones de mayor producción y durante las horas de mayor radiación, cuyos criterios de evaluación de la medición con relación a la temperatura son las siguientes:

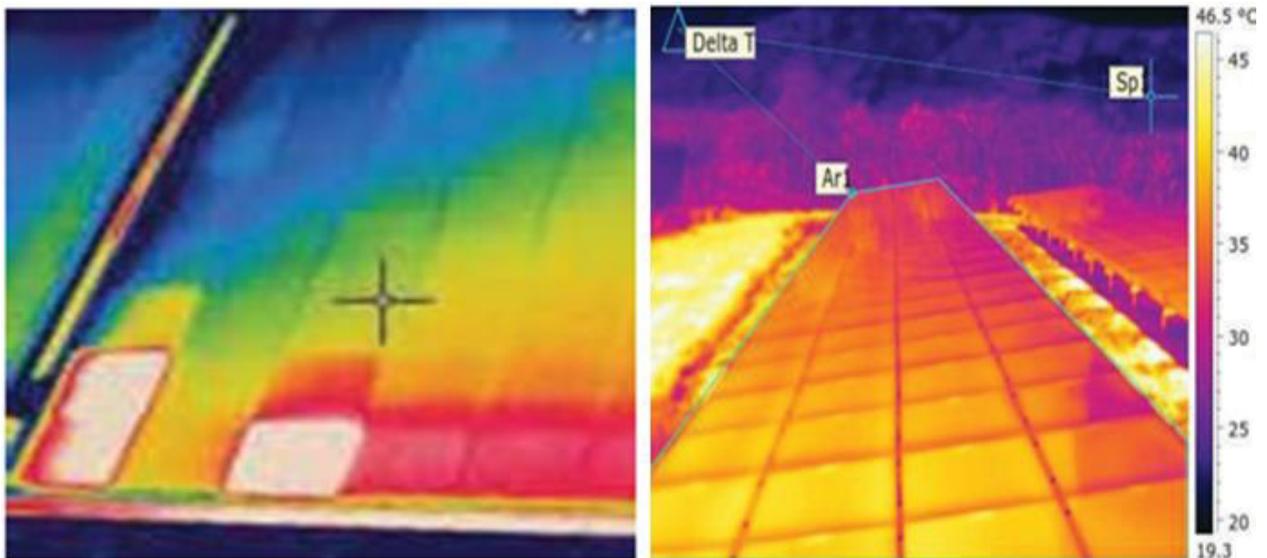
Tabla 18: Criterios de evaluación termográfica según variación de temperatura

Prioridad	Delta T	Acción Recomendada
4	1 a 10 °C	Acciones correctivas en el siguiente mantenimiento
3	10 a 20 °C	Acciones correctivas según sea posible su Programación
2	20 a 30 °C	Medidas correctivas a corto plazo
1	30 a 40 °C	Medidas correctivas urgentes

Nota: Fuente Escuela Politécnica Nacional Manual de Operación y Mantenimiento Preventivo y Correctivo para Parques Fotovoltaicos en el Ecuador.

Con la ejecución de una adecuada termografía a los paneles fotovoltaicos, es determinar los llamados “puntos calientes”, es decir células fotovoltaicas que por algún motivo han operado en su zona de polarización inversa y se han visto afectadas su característica generadora, pasado a funcionar como una carga. En la Figura 30 se presenta una termografía en un arreglo de paneles.

Figura 30: Termografía en paneles solares



Nota: Fuente Escuela Politécnica Nacional Manual de Operación y Mantenimiento Preventivo y Correctivo para Parques Fotovoltaicos en el Ecuador.

A continuación, se detalla algunos aspectos importantes a la hora de realizar una correcta termografía en los paneles así:

- Asegurarse que la Irradiancia solar mínima este cercana a los 500 W/m², de ahí que su irradiancia solar recomendada estará en el orden de los 700 W/m² o superior. Este valor de irradiancia solar se lo establece con un piranómetro.
- Para las condiciones ambientales se deberá tener presente que el cielo se encuentre despejado y sin nubosidades, evitar el efecto de sombreado sean estas provocadas por las nubes, equipos o personal cercanos a los paneles.
- Garantizar una tendencia de la velocidad del viento baja, para evitar flujos fuertes de aire en la zona, para evitar el enfriamiento del panel por convección, disminuyendo el contraste térmico en la fotografía termográfica.
- Identificar posibles sombras a las que pueden estar expuestos los paneles en cada una de las azoteas, las cuales pueden provocar puntos calientes en el panel.

En lo referente a las Pruebas Eléctricas se realizará las siguientes actividades:

Una vez realizado el comisionamiento del sistema solar fotovoltaico para la urbanización el Manantial, llega el momento de verificar su funcionamiento y con ello la inyección de la mayor cantidad de energía a la red de la distribuidora, para ello se deberá realizar las siguientes mediciones eléctricas con el fin de garantizar una adecuada y segura instalación.

- **Medición de Tensión, Intensidad y Resistencia de aislamiento.**

Estas mediciones como lo establece la distribuidora y la regulación ARCONEL 002/21 se las realizara para garantizar la calidad de vertimiento de energía cuyas variables son la tensión, corriente y resistencia tanto en el lado de AC como en DC, mediante el uso de voltímetros, pinzas amperimétricas y óhmetro; así como determinar el aislamiento de cada uno de los conductores de la instalación para ello se podrá emplear mega óhmetro.

Siempre se deberá respetar los valores establecidos por el fabricante de cada uno de los componentes, su degradación y su medición con la finalidad de determinar las variaciones y poder realizar un seguimiento de la eficiencia de la instalación. En función de estas mediciones, se determinará el cumplimiento de las especificaciones técnicas provistas por los fabricantes para cada uno de los componentes a utilizarse en el sistema propuesto.

3.2.8.6. Plan de mantenimiento de la Instalación Fotovoltaica

Para la elaboración de un adecuado plan de mantenimiento de una instalación fotovoltaica, es necesario conocer como operará dicha instalación y con ello planificar todas las actividades de operación y mantenimiento que se han recomendado para los equipos montados sobre las azoteas en ciertas viviendas de la urbanización El Manantial.

Los objetivos de planificar las actividades de operación y mantenimiento son:

- Reducir el tiempo de retorno de la inversión evitando gastos adicionales.
- Evitar sobrecargar demasiadas actividades en un solo mes.
- Cumplir con los tiempos de mantenimiento recomendados por el fabricante.
- Cumplir con tiempos de mantenimiento solicitados por los organismos reguladores del Ecuador.
- Mantener las instalaciones con la finalidad de mejorar los indicadores de disponibilidad y confiabilidad de la instalación.
- Alargar la vida útil de la instalación.
- Verificar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico y cada uno de los elementos instalados.
- Procurar realizar mantenimientos predictivos y preventivos para que no escalen y se conviertan en mantenimientos correctivos, los cuales pueden llegar a ser realmente costosos.

Para establecer el plan de mantenimiento del proyecto a implementarse en la urbanización El Manantial y tener un control óptimo de cada una de las labores de mantenimiento a realizar, se establecerá tres tipos de mantenimiento los mismos que se detallan a continuación:

- **Mantenimiento Predictivo**

Este tipo de mantenimiento consistirá en la atención diaria a actividades encaminadas a la operación, arranque y parada del sistema fotovoltaico durante las horas de producción del sistema fotovoltaico, los inversores y supervisión de la normal operación durante la producción, el análisis de las señales, alarmas y parámetros del SFCR, así como corrientes, tensiones, potencias

Por otro lado, con una adecuada intervención se evitará averías graves. En la actualidad gran cantidad fabricantes de inversores y desarrolladores ofrecen productos con la capacidad de registrar, comparar y analizar parámetros que permiten garantizar el funcionamiento correcto de una instalación. Además de poder monitorizar toda la información, variables y estados de toda la instalación como son tensión, intensidad de corriente y potencia de modo remoto.

- **Mantenimiento Preventivo**

Este tipo de mantenimiento cumple con el objetivo de prevenir el funcionamiento ineficiente de un sistema fotovoltaico, de tal forma que prevalezcan las condiciones iniciales con las que se inició su operatividad minimizando el riesgo de aparición de averías.

Para la ejecución del mantenimiento preventivo se deberá contar con un esquema realizado previamente mismo que contendrá todas las tareas asignadas, dando mayor atención aquellos equipos e instalaciones con un mayor número de incidencias según su historial de activo fijo que se elabore para la urbanización.

Para nuestro caso de estudio se ha investigado que los paneles Trina Solar presentan un bajo mantenimiento, puesto que no tiene partes móviles sometidas a desgaste, evitando así cambio de piezas (salvo rotura por circunstancias no previstas) o lubricación. En lo posible se analizará que la presencia de obstáculos en su lugar de instalación no proyecte sombra sobre los módulos, también se deberá mantener limpios los mismos, considerando que en la mayoría de la veces la lluvia hace el papel de limpieza sobre ellos.

Para la realización de las tareas programadas sobre las 17 azoteas donde se implantarán estos sistemas son:

- a. Inspección visual de residuos.
- b. Limpieza de paneles.
- c. Inspección del cableado de los paneles.
- d. Control de las características eléctricas del módulo.
- e. Inspección de los soportes o bases donde se asentarán los paneles.
- f. Efecto sombra.

Las partes en que se deberá intervenir en este tipo de mantenimiento y cuya periodicidad al año son:

- a. Tableros de Protección.
- b. Canalización y cableado.
- c. Sistema de puesta a tierra.
- d. Mantenimiento del inversor de conexión a red.
- e. Mantenimiento del sistema de medición de energía.

- **Mantenimiento Correctivo**

Todo mantenimiento correctivo en la instalación fotovoltaica conllevará la reparación de averías o defectos que puedan surgir de los diferentes equipos instalados y que forman parte del SFCR ubicados sobre las azoteas. Normalmente estas reparaciones conllevan el reemplazo de los elementos dañados, aunque otras ocasiones es necesaria una reparación con personal especializado en este tipo de tecnología.

En el mantenimiento correctivo prima el tiempo de respuesta, teniendo presente que el tiempo perdido en la reparación repercute directamente en la producción y subvención que alcanzaría todos los habitantes de la urbanización. Un punto fundamental en este tipo de mantenimiento es la pronta identificación de la falla, por los medios, recurso y métodos disponibles. Posteriormente el siguiente paso es ubicarlo dentro del sistema fotovoltaico la avería, por lo que para el levantamiento de la falla en el sistema se deberá contar con un personal técnico mínimo encargado de solucionarlo y el material necesario para solventar el evento.

3.2.8.7. Costo de la operación y Mantenimiento de la Instalación Fotovoltaico

EL costo de la operación y mantenimiento del SFCR en la urbanización El Manantial estará definido en primera instancia de por el contrato con la empresa distribuidora, que para el caso en estudio es la Empresa Eléctrica Quito. Posteriormente se evaluaría el costo del personal a intervenir en la operatividad y el suministro de repuestos, tiempos de reposición y el tiempo de indisponibilidad la cual se verá afectado a los habitantes de toda la urbanización por cuanto dejarían de percibir la subvención que se plantea y se alargaría el tiempo de retorno de la instalación.

Para el presente caso de estudio se ha considerado un plan de mantenimiento anual con las siguientes actividades:

Tabla 19: Plan de mantenimiento anual de la instalación

PLAN DE MANTENIMIENTO ANUAL URBANIZACIÓN EL MANANTIAL													
N	ÁREA / EQUIPO/ SISTEMA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	Azoteas	MTO-S						MTO-S					
2	Paneles Fotovoltaico		MTO-S						MTO-S				
3	Equipo de Conexión de Paneles			MTO-A									
4	Inversor				MTO-A								
5	Sistema de Medición					MTO-S						MTO-S	
6	Sistema de Comunicación						MTO-A						
7	Sistema de Monitoreo								MTO-A				
8	Sistema de Protección y Control				MTO-S						MTO-S		
9	Estructuras de Soporte		MTO-S						MTO-S				
10	Sistema de Puesta a Tierra									MTO-A			
11	Cableado General	MTO-A											MTO-A

Nota: Fuente Elaboración propia.

MTO-S MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEMESTRAL

MTO-A MANTENIMIENTO PREVENTIVO ANUAL

Para establecer el costo de mantener la instalación, se ha procedido a valorar el mantenimiento preventivo programado en base a la cantidad de equipos e instalaciones consideradas en el plan anual, la mano de obra necesaria para ejecutar estas actividades, así como sus rendimientos y costos diarios para cada actividad. Finalmente se calcula el valor estimado incluyendo la frecuencia de intervención.

Tabla 20: Plan y costos del mantenimiento preventivo

N	ÁREA / EQUIPO / SISTEMA	Frec por año	Mano de Obra requerida	Costo U. M.O. USD/día	Cant. Pers. req.	Costo Total M.O. USD/día	Cant. Elem. Interv.	Rend. Diario	Días req.	TOTAL USD/ año
1	Azoteas	2	No calificada	\$31.00	2	\$62.00	17	4	5	\$620.00
2	Paneles Fotovoltaico	2	Calificada	\$35.00	2	\$70.00	184	40	5	\$700.00
3	Equipo de Conexión de Paneles	1	Calificada	\$35.00	4	\$140.00	184	92	2	\$280.00
4	Inversor	1	Especializada	\$50.00	4	\$200.00	8	4	2	\$400.00
5	Sistema de Medición	2	Especializada	\$50.00	1	\$50.00	1	8	1	\$100.00
6	Sistema de Comunic.	1	Calificada	\$35.00	1	\$35.00	1	1	1	\$35.00
7	Sistema de Monitoreo	1	Calificada	\$35.00	1	\$35.00	1	1	1	\$35.00
8	Sistema de Protección y Control	2	Especializada	\$50.00	4	\$200.00	8	4	2	\$800.00
9	Estructuras de Soporte	2	No calificada	\$31.00	4	\$124.00	184	23	8	\$1,984.00
10	Sistema de Puesta a Tierra	1	Calificada	\$35.00	4	\$140.00	8	4	2	\$280.00
11	Cableado General	1	Calificada	\$35.00	4	\$140.00	8	4	2	\$280.00
TOTAL										\$5,514.00

Nota: Fuente Elaboración propia.

3.2.9. Análisis Preliminar de la Rentabilidad del Sistema Fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos al igual que los proyectos renovables de tipo eólico, biomasa y demás tecnologías cuentan con una vida útil que va desde los 25 años en adelante, lo cual garantiza una alta rentabilidad y recuperación de la inversión en el mediano plazo, claro que con el pasar del tiempo la instalación fotovoltaica presenta degradación en cada uno de sus componentes o elementos, pudiendo alargarse este periodo con una adecuada planificación, operación y mantenimiento de la instalación conectada a la red, de ahí que para el caso en estudio se ha considerado un periodo de análisis de 30 años.

Para el análisis de rentabilidad se consideran como egresos el coste de la instalación fotovoltaica conjuntamente con las tasas y costes indirectos que de éste se deriven, además formará parte del estudio de rentabilidad, el coste de la implementación del sistema aislado para la caseta de control, que se realizarán en el primer año de la implementación del sistema; y el alquiler de las azoteas más el mantenimiento preventivo que suponen costes anuales recurrentes con sus respectivas tasas de variación.

Como ingresos del primer año se toma el valor de la subvención otorgada más el valor del ahorro energético inicial, el cual se volverá recurrente para cada año subsiguiente y estará sujeto a las variaciones de la producción del sistema que se prevé decrecerá alrededor de 0.5% anual, y del valor de la tarifa eléctrica que se estima incrementará a razón de 1.5% cada año.

La diferencia entre los ingresos y egresos de cada año reflejarán un saldo que, a medida que se acumule, irá devengando la inversión inicial. De acuerdo con lo calculado se estima que a partir del quinto año se reflejará un retorno total de la inversión. A partir de este año y hasta culminar el periodo de proyección de 30 años, se habría alcanzado un saldo a favor de \$389,085.48 por el ahorro energético generado.

Tabla 21: Análisis preliminar de rentabilidad del sistema FV

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD SISTEMA FOTOVOLTAICO URBANIZACIÓN EL MANANTIAL						
Producción (MWh/año)		187.60	186.66	185.73	184.8	183.88
Degradación	0.5%					
Tarifa (\$/MWh)		105.00	106.58	108.18	109.8	111.45
Incremento	1.5%					
AÑO:		1	2	3	4	5
EGRESOS						
Coste de la instalación (\$)		100,139.62				
IVA 12% (\$)		12,016.75				
Costes indirectos (\$)		15,000.00				
Coste Sistema Aislado (\$)		6,214.48				
Mantenimiento (\$)		5,514.00	5,596.71	5,680.66	5,765.87	5,852.36
Alquiler azoteas (\$)		800.00	812.00	824.18	836.54	849.09
Total egresos anuales (\$)		-139,684.80	-6,408.71	-6,504.84	-6,602.41	-6,701.45
INGRESOS						
Energía ahorrada (\$)		19,698.00	19,894.22	20,092.27	20,291.04	20,493.43
Subvención (\$)		75,000.00				
Total ingresos anuales (\$)		94,698.00	19,894.22	20,092.27	20,291.04	20,493.43
SALDO						
Anual (\$)		-44,986.85	13,485.51	13,587.43	13,688.63	13,791.98
Acumulado (\$)		-44,986.85	-31,501.34	-17,913.91	-4,225.28	9,566.69

Nota: Fuente Elaboración propia.

3.3. Sistema Fotovoltaico Aislado

Para el control y monitorización del sistema implementado, se propone la construcción de una caseta en la cual se dispondrá de un ordenador y tres puntos de luz, como se indica en la Tabla 22. Dicha caseta se ubicará al ingreso de la urbanización y contará con su propio sistema fotovoltaico aislado para dar servicio a las cargas instaladas.

Tabla 22: Cargas a instalar en caseta de control con sistema fotovoltaico aislado

Equipos	Voltaje	Potencia (W)	Unidades	Horas de uso diarias	Energía diaria (Wh/día)	Energía Total (Wh/día) + 20%
Iluminación	120	20	3	3	180	216
Ordenador	120	100	1	4	400	480
					580	696

Nota: Fuente Elaboración propia.

Considerando un factor de seguridad de 20% para la instalación, la energía a consumirse se calcula en 696Wh/día. Este valor constituye uno de los datos básicos para dimensionar el sistema aislado.

Los elementos fundamentales de la instalación fotovoltaica aislada que se propone son:

- Los paneles solares fotovoltaicos.
- El regulador o controlador de carga.
- Las baterías de almacenamiento.
- El inversor CC/AC.
- Cableado y protecciones necesarias para la instalación.

Las cantidades y especificaciones de cada uno de los elementos mencionados anteriormente estarán sujetos de acuerdo con los cálculos para cubrir la energía requerida al día.

El dimensionamiento del sistema requiere tomar en cuenta algunos valores de rendimientos en cada etapa de este, así, se definen los rendimientos para cada uno de los componentes como los paneles η_T , las baterías η_B , el regulador η_R , el inversor η_{Inv} , por último, los cables η_C ; además un factor de seguridad global del sistema FS.

El rendimiento total se define como el producto de cada uno de ellos.

Tabla 23: Valores de rendimientos definidos para dimensionar el sistema aislado

η_T (%)	η_B (%)	η_R (%)	η_{Inv} (%)	η_C (%)	FS	η_{Tot} (%)
0.9	0.95	0.95	0.95	0.99	0.87	0.66

Nota: Fuente Elaboración propia.

Con estos valores establecidos, se calcula los consumos medios diarios. Se excluyen las cargas en corriente continua Lmd.DC, que para el presente caso son inexistentes, y se considera únicamente las cargas en corriente alterna.

Tabla 24: Cálculo de consumos medios diarios

Lmd.DC	Lmd.AC	η_{Inv} (%)	η_B (%)	η_C (%)	Lmd (Wh/día)
0	696	0.95	0.95	0.99	778.98

Nota: Fuente Elaboración propia.

A continuación, determinamos la potencia pico a instalar en paneles fotovoltaicos, para ello previamente se seleccionó un panel Gi-Power modelo GP-150P-36. En base a la información de radiación máxima directa para cada mes para la garita ubicada en el acceso principal a la urbanización, se ha tomado el valor más bajo para asegurar el funcionamiento del sistema en el escenario menos favorable.

Tabla 25: Datos de irradiación directa para cada mes. Global Solar Atlas

Promedios Mensuales de Irradiación Directa (DNI)				
Mes	Valor en kWh/mes /kWp	Días	HPS diarias	
Enero	148.3	31	4.78	
Febrero	107.4	28	3.84	
Marzo	119.1	31	3.84	
Abril	118.6	30	3.95	
Mayo	138.2	31	4.46	
Junio	152.6	30	5.09	
Julio	175.9	31	5.67	
Agosto	181.7	31	5.86	
Septiembre	155.4	30	5.18	
Octubre	147.0	31	4.74	
Noviembre	142.0	30	4.73	
Diciembre	144.9	31	4.67	
Año	1,731.1	365	4.74	

Nota: Fuente Solar Atlas.

Las características del módulo fotovoltaico seleccionado son las siguientes:

Tabla 26: Características eléctricas Gi-Power GP-150P-36

Características Eléctricas							
Marca	Modelo	P.máx (W)	Efficiency	V.mp (V)	I.mp (A)	V.oc (V)	I.sc (A)
Gi-Power	GP-150P-36	150	17.64%	18.7	8.02	22.3	8.51

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 27: Características físicas Gi-Power GP-150P-36

Marca	Modelo	Coeficientes de Temperatura				Dimensiones			
		$\alpha(I.sc)$ (%/°C)	$\beta(V.oc)$ (%/°C)	P.máx (%/°C)	NOTC $\pm 2^\circ C$	L (mm)	A (mm)	e (mm)	Peso (kg)
Gi-Power	GP-150P-36	0.08	-0.32	-0.38	46	1,480	670	35	10.7

Nota: Fuente Elaboración propia.

Para establecer el número total de paneles para la garita, se estima su cantidad en función de los consumos medios diarios, la potencia máxima del panel Gi-Power y las horas solares pico del mes de menor irradiación.

Tabla 28: Cálculo del número total de paneles

Lmdcrit (Wh/día)	Pmpp (W)	HPS crit	Nt aprox	Nt
778.98	150	3.84	1.35	2

Nota: Fuente Elaboración propia.

Figura 31: Panel Gi-Power GP-150P-36



Nota: Fuente Gi-Power.

La configuración que tendrá el sistema aislado se calculará en base a la cantidad de paneles que se deben disponer tanto en serie, en base al voltaje de la batería que se seleccione; como en paralelo, en base al total de paneles requeridos y la cantidad de paneles en serie o strings resultantes.

Tabla 29: Cálculo del número de paneles dispuestos en serie y en paralelo

V.bat (V)	V.mod.mpp (V)	N. serie aprox	N. serie
12	18.7	0.64	1
Nt	N.serie	N.paralelo aprox	N.paralelo
2	1	2	2

Nota: Fuente Elaboración propia.

De los cálculos realizados con los datos establecidos en la Tabla 29, se determina que para el sistema aislado de la garita se deben utilizar 2 panes en paralelo.

Para determinar el tipo y cantidad de baterías a instalar, partimos de los siguientes parámetros: Demanda diaria, profundidad de descarga máxima diaria y estacional, rendimiento de las baterías, y días de autonomía que se requiere para el sistema, cuyos valores propuestos se indican en la Tabla 30.

Tabla 30: Parámetros para calcular sistema de baterías

Lmd (Wh/día)	Pd.max.d	Pd.max.e	η_B (%)	Días Auton.
778.98	0.15	0.7	0.95	2

Nota: Fuente Elaboración propia.

Obteniendo los siguientes resultados de capacidad nominal:

Tabla 31: Cálculo de capacidad nominal del sistema de baterías

Cnd (Wh)	Cnd (Ah)	Cne (Wh)	Cne (Ah)	Cn.máx (Ah)
5466.5	455.54	7028.39	585.7	585.7

Nota: Fuente Elaboración propia.

Con el fin de cumplir con el requerimiento calculado y mantener un almacenamiento de energía para alimentar a los dispositivos ubicados en la garita, se ha seleccionado el uso de dos baterías marca Victron Energy, modelo LFP-Smart 12.8/300, conectadas en paralelo, para mantener la tensión nominal de 12.8V y sumar sus capacidades de 300Ah, obteniendo 600Ah en total.

Figura 32: Batería LFP-Smart 12,8/300



Nota: Fuente Victron Energy.

Tabla 32: Características eléctricas de la batería seleccionada

Marca	Modelo	V. nom (V)	Capacidad Nominal (Ah)	80% de descarga	70% de descarga	50% de descarga	V. carga min (V)	V. carga max (V)
Victron Energy	LFP-Smart 12.8/300	12.8	300	2,500	3,000	5,000	14.2	28.4

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 33: Características físicas de la batería seleccionada

Alto (mm)	Ancho (mm)	Profundidad (mm)	Peso (kg)
347	425	274	51

Nota: Fuente Elaboración propia.

El regulador de carga seleccionado responde a las corrientes de entrada y de salida calculadas de 21.28A y 17.54A, respectivamente. La corriente de entrada se determina en base al número de paneles en paralelo en producto con la corriente de cortocircuito de éstos y un factor de seguridad de 1.25.

Tabla 34: Cálculo de corriente de entrada del controlador de carga

N. paralelo	I.sc (A)	I. entrada (A)
2	8.51	21.28

Nota: Fuente Elaboración propia.

La corriente de salida se calcula en función de la suma de potencias en corriente continua y alterna, considerando el rendimiento del inversor para la segunda, y dividiendo esta potencia resultante para el voltaje de la batería obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 35: Cálculo de corriente de salida del controlador de carga

P.dc (W)	P.ac (W)	η Inv (%)	Vbat (V)	I.salida (A)
0	160	0.95	12	17.54

Nota: Fuente Elaboración propia.

Es así como se optó por un controlador marca Victron Energy, modelo BlueSolar LCD&USB 12/24-30.

Figura 33: Controlador de carga BlueSolar LCD&USB 12/24-30



Nota: Fuente Victron Energy.

Tabla 36: Características del controlador de carga

Marca	Modelo	Tensión de la batería (V)	Corriente de carga nominal (A)	Tensión solar máx. (V)	Tensión de carga de "absorción" (V)
Victron Energy	BlueSolar PWM-LCD&USB 12/24-30	12 / 24	30	28 / 55	14.4 / 28.8

Nota: Fuente Elaboración propia.

Finalmente, se dimensiona el inversor que permitirá el correcto funcionamiento de las cargas en corriente alterna descritas inicialmente, para ello se parte de la potencia nominal de los equipos tomando en cuenta también uno o varios factores de seguridad en función del tipo de dispositivo que se debe alimentar. De ahí que, para el ordenador se puede estimar un factor de 50% adicional por posibles incrementos de potencia en este equipo, y un 20% adicional global a toda la instalación, obteniendo un total de 252W.

El inversor seleccionado es el de marca Victron Energy, modelo Phoenix de 12V de entrada y 375VA de capacidad.

Figura 34: Inversor Phoenix 12|375



Nota: Fuente Victron Energy.

Tabla 37: Características del inversor

Marca	Modelo	Potencia cont. a 25°C (VA)	Tensión/ Frecuencia CA de salida (Vca / Hz)	Eficacia máxima	Consumo en vacío (W)
Victron Energy	Phoenix 12/375	375	120 / 60	89%	5.6

Nota: Fuente Elaboración propia.

Al tratarse de una instalación aislada, con un espacio físico relativamente reducido, se despreciarán las pérdidas por caída de tensión y se utilizará conductores de cobre aislado a 1kV tipo XHHW-2, resistente a la humedad y a calor elevado. Se ha seleccionado el calibre #12AWG que tiene una capacidad de corriente de 30A.

Tabla 38: Características del conductor

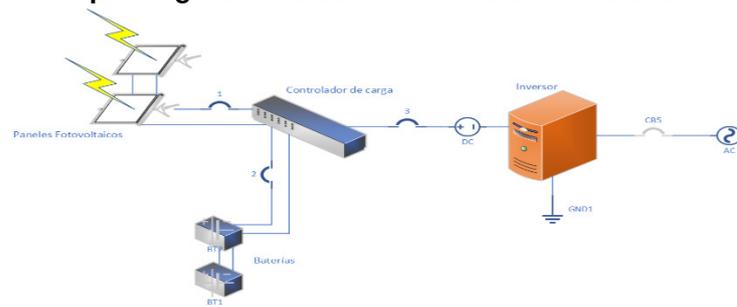
Conductor de cobre para 0.6 a 1 kV, aislado con polietileno reticulado (XLPE) 90°C, resistente a la humedad y a calor elevado						
CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Peso total Aprox. (kg/km)	Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG)	Sección Transversal (mm²)	No. Hilos				
14	2.08	1	0.76	3.15	24.65	25
12	3.31	1	0.76	3.57	36.67	30
10	5.26	1	0.76	4.11	55.41	40
8	8.37	1	1.14	5.54	91.42	55
8	8.37	7	1.14	5.98	96.27	55
6	13.30	7	1.14	6.94	145.69	75
4	21.15	7	1.14	8.16	223.15	95

Nota: Fuente ELECTROCABLES C.A.

Las protecciones en el lado de corriente continua tendrán una capacidad nominal de 20A para la parte de paneles y 30A para la salida del controlador de carga. En el lado de corriente alterna se utilizará un interruptor termomagnético principal de 10A.

El diagrama de conexión del sistema en conjunto se plantea de la siguiente manera:

Figura 35: Esquema general de conexión del sistema fotovoltaico aislado



Nota: Fuente Elaboración propia.

La caseta se ubicará dentro del área verde comunal de la urbanización que se encuentra adyacente al ingreso principal de la misma y se orientará de modo que el ángulo acimutal sea cero, y sus dimensiones exteriores serán de 3x4 metros.

Contará con cimentación en hormigón y columnas en tubo cuadrado de hierro de 100x100x4 mm. Las paredes serán ensambladas con paneles SIP, procurando los respectivos espacios para puerta de acceso y ventanas para ventilación e iluminación natural.

Para la estructura de la cubierta se utilizará correas tipo G de 60x30x3x2 mm, y sobre éstas se colocarán planchas de estilpanel. Su cubierta se construirá con una caída equivalente al ángulo óptimo de inclinación de los paneles fotovoltaicos, ya que será el sitio donde se instalarán.

Dadas las dimensiones de la cubierta y de los paneles propuestos, se estima que tendría la capacidad de alojar hasta 10 módulos, sin embargo, para el presente caso únicamente se requerirá de dos.

Figura 36: Ubicación y dimensiones de la caseta de control



Nota: Fuente Google Earth.

La construcción e implementación de este sistema complementario destinado al control y monitoreo del sistema principal se ha valorado económicamente de acuerdo con lo indicado en la Tabla 39.

Tabla 39: Costos de implementación del sistema FV aislado

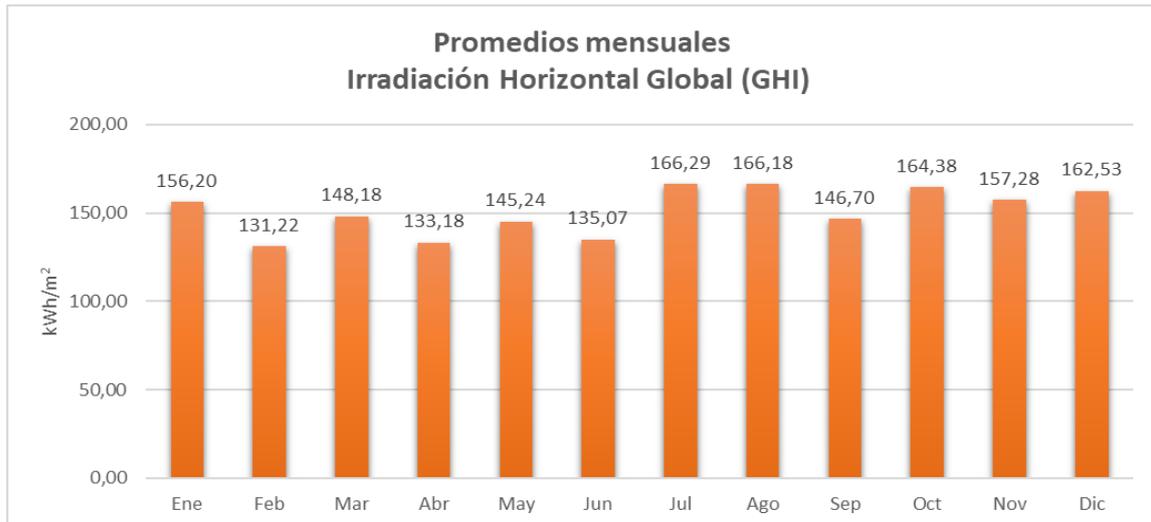
RUBROS DE IMPLANTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO						
Descripción	Und	Cant	Valor Unitario Material (USD)	Valor Unitario Mano de Obra (USD)	Valor Total Rubro (USD)	Valor Total (USD)
Estructura de soporte para panel solar (perfilería de aluminio, sistema de anclaje y accesorios)	u	2	\$ 45.00	\$ 5.00	\$ 50.00	\$ 100.00
Módulo fotovoltaico (GI-Power, GP-150P-36)	u	2	\$141.75	\$ 15.00	\$ 156.75	\$ 313.50
Conductor de Cu. XLPE, 1kV, #12 AWG	m	50	\$ 1.10	\$ 0.70	\$ 1.80	\$ 90.00
Tablero de protección para paneles (Caja, interruptor de c.c, accesorios)	u	1	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 70.00	\$ 70.00
Controlador de carga Victron Energy BlueSolar 12/24-30	u	1	\$250.00	\$ 70.00	\$ 320.00	\$ 320.00
Tablero de protección para CC (Caja, interruptores de c.c, accesorios)	u	2	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 70.00	\$ 140.00
Batería LFP Smart LifePo 12.8V-300Ah	u	2	\$850.00	\$ 100.00	\$ 950.00	\$1,900.00
Inversor Victron Energy Phoenix 12 375	u	1	\$290.00	\$ 35.00	\$ 325.00	\$ 325.00
Tablero de protección para salida en corriente alterna del inversor (Caja, interruptor 1P-10A, riel din, accesorios, etc.)	u	1	\$ 40.00	\$ 18.00	\$ 58.00	\$ 58.00
Construcción de caseta de control de 12m ² (4m x 3m).	gbl	1	\$2,600.00	\$1,000.00	\$3,600.00	\$3,600.00
SUBTOTAL 1						\$3,316.50
IVA 12% DEL SUBTOTAL 1						\$ 397.98
Elaboración y aprobación de estudios definitivos	gbl	1				\$ 800.00
Transporte de material al lugar de la instalación	gbl	1				\$ 200.00
Dirección técnica y supervisión	gbl	1				\$ 800.00
Permisos, gastos administrativos, fiscalización	gbl	1				\$ 200.00
Imprevistos	gbl	1				\$ 250.00
Varios	gbl	1				\$ 250.00
SUBTOTAL 2						\$2,500.00
TOTAL						\$6,214.48

Nota: Fuente Elaboración propia.

3.4. Propuesta de desarrollo energético: Sistema Solar Térmico

Los meses de mayor irradiación horizontal global expresada en kWh/m² para el sector de El Manantial, lo constituyen los meses de julio, agosto y octubre con valores por sobre los 160 kWh/m², y los meses de menor irradiación los de febrero, abril y junio como se muestra en la Figura 37 y Tabla 40 obtenidas de Norma INEN XX:2009 respectivamente:

Figura 37 : Promedios mensuales de Irradiación horizontal Global en la Urbanización El Manantial



Nota: Fuente Norma Técnica Ecuatoriana NTE INENXX:2009.

Tabla 40: Promedios de irradiación global horizontal sector El Manantial

Promedios de Irradiación Horizontal Global (GHI)		
Mes	Valor diario en kWh/m ²	Valor mensual en kWh/m ²
Enero	4.94	156.2
Febrero	4,64	131.2
Marzo	4.78	148.2
Abril	4.53	133.2
Mayo	4.83	145.2
Junio	4.69	135.1
Julio	5.53	166.3
Agosto	5.47	166.2
Septiembre	4.89	146.7
Octubre	5.25	164.4
Noviembre	5.14	157.3
Diciembre	5.14	162.5

Nota: Fuente Norma Técnica Ecuatoriana NTE INENXX:2009.

3.4.1. Descripción del Sistema Solar Térmico

El sistema solar térmico propuesto se instalará en las azoteas de las viviendas y debe ser conectado a la red hídrica de cada una de las viviendas comprendidas en el presente estudio, para ello se considerará el número de habitantes por vivienda, la cantidad de habitaciones y su consumo diario, así como la superficie disponible en cada azotea para su implementación.

3.4.2. Materiales principales para el Sistema Solar Térmico

Similar al sistema fotovoltaico, el solar térmico para el caso de estudio viene delimitado por el área útil disponible en cada vivienda. Sin embargo, la diferencia radica en que se deberá implementar en cada una de las 100 viviendas.

Los principales elementos del tipo de instalación que se propone son:

- Colectores Solares Térmicos.
- Acumuladores de agua caliente sanitaria.
- Tuberías y accesorios.
- Sistema auxiliar de calentamiento.
- Equipo de calefacción de ambiente interior.

Para seleccionar los colectores solares nos fijamos inicialmente en el área disponible para su instalación, es así que se buscó diferentes marcas y modelos que permita el máximo aprovechamiento de dicha área, es decir que se obtenga la mayor cantidad de superficie útil de captación. Con este criterio se eligió dos tipos de captadores disponibles en el mercado, tanto de placa plana como de tubos de vacío, considerando además sus valores de eficiencia y pérdidas descritos por los fabricantes.

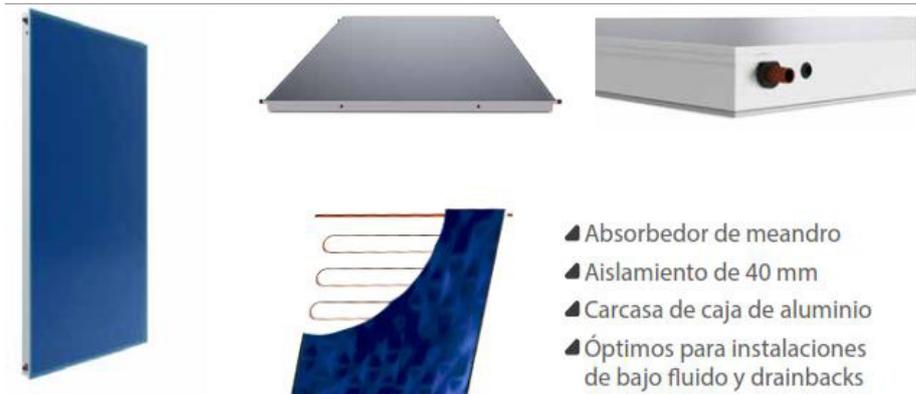
El colector de placa plana de la marca Termicol, familia GOLD MEANDRO, modelo G21M fue el que se seleccionó para el sistema térmico a implementar.

Figura 38: Captadores Solares de Placa Plana



Nota: Fuente Solar Thermal Manufacturers TERMICOL.

Figura 39: Captador Termicol G21M - Características Técnicas



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Modelos	G21M	G26M
Longitud (mm)	2.039	1.239
Anchura (mm)	1.039	2.039
Espesor (mm)	81	81
Área bruta (m ²)	2,15	2,56
Área útil (m ²)	2,02	2,44
Peso en vacío (kg)	30	36
Capacidad de fluido (L)	1,34	1,58

Nota: Fuente Solar Thermal Manufacturers TERMICOL.

Por otro lado, se determinó el captador solar de tubos de vacío marca Wolf TopSon CRK-12 como el equipo que mejor se ajustaba a las limitaciones de espacio, para realizar la comparación con el sistema de captadores de placa plana.

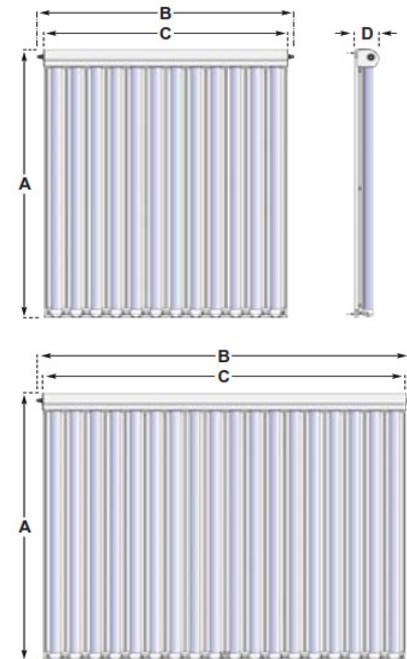
Figura 40: Captadores Solares de tubos de vacío



Nota: Fuente Solarbayer.

Figura 41: Captador Solarbayer CPC-12 - Características Técnicas

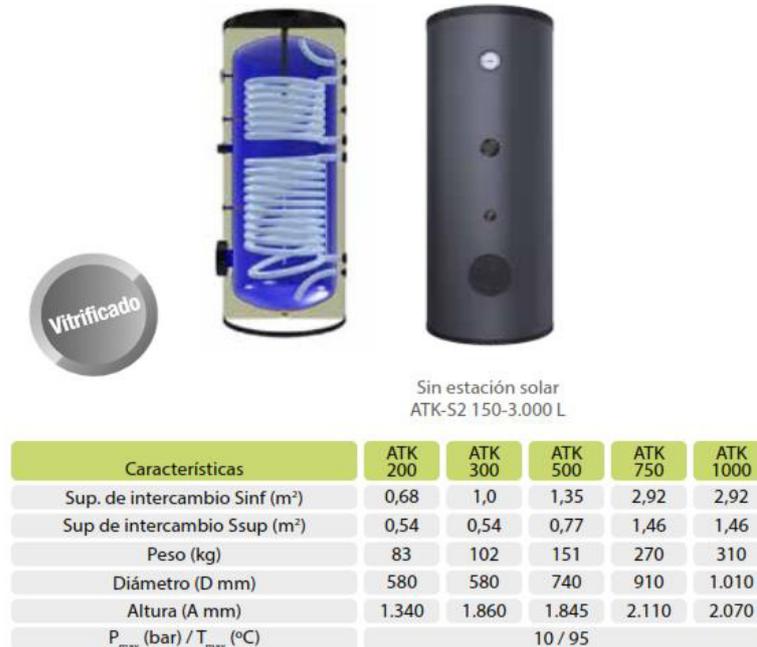
Vacuum tube collector CPC		CPC 12	CPC 18
type of mounting		on roof (pitched/flat roof)	
gross surface area m ²		2,16	3,21
aperture surface area m ²		1,89	2,84
number of collector tubes		12	18
height mm	A	1603	1603
width with connections mm	B	1423	2083
width mm	C	1358	2018
depth mm	D	140	140
weight collector unfilled kg		43	65
collector capacity liter		1,74	2,60
max. operating pressure bar		6	6
stationary temperature °C		249	249
peak output per module W_{peak} ($G^*=1000W/m^2, \eta_p$)		1357	2039
conversion factor η_p		0,718	
thermal conductivity a_1 W/(m ² K)		0,974	
thermal conductivity a_2 W/(m ² K ²)		0,005	
incident angle modifier IAM50		0,87	
collector glazing		safety glass	
connections		CU 18 x 1,0	



Nota: Fuente Solarbayer.

El acumulador de ACS se determina en función de la demanda de cada vivienda en particular. Para este estudio se toma como referencia una vivienda tipo de 5 habitantes cuya demanda de ACS es de 80 litros diarios por persona. Considerando que además de abastecer de ACS, se debe tener la posibilidad de abastecer de transferir calor hacia el sistema de calefacción de la vivienda, se ha elegido un acumulador de 750 litros de capacidad, con doble serpentín para que reciba la energía térmica tanto del sistema de captadores solares como de un sistema auxiliar convencional.

Figura 42: Acumulador de ACS - Características Físicas



Nota: Fuente TERMICOL.

Las tuberías y accesorios utilizados para los circuitos hidráulicos se seleccionarán en función de la carga y temperatura de los fluidos circulantes. Esencialmente serán de PVC y en se podrán aislar térmicamente con materiales como lana de vidrio para evitar pérdidas de calor con el ambiente.

3.4.3. Cálculo de la demanda térmica para el escenario de estudio: perfil diario y anual de la demanda

Para el dimensionamiento de la instalación se consideró, como puntos de partida, datos climatológicos en función de la ubicación de la urbanización el Manantial, así como la Norma Técnica Ecuatoriana referente a “Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar para uso Sanitario en el Ecuador” (INEN, 2009).

Para el diseño del sistema de calentamiento solar de agua y calefacción se ha considerado el nivel de radiación solar en el lugar de instalación del calentador de agua, así como las características de los colectores solares existentes en el mercado.

Por otro lado, es importante considerar para el calentador solar el régimen de uso del agua caliente, ya que éste puede variar debido a diversos factores de acuerdo con el perfil de

demanda diaria de la comunidad y la cantidad de habitantes por vivienda, por lo tanto, es necesario disponer de datos que definen el sistema los cuales están representados por:

Distribución de viviendas en la urbanización según tipología:

Tabla 41: Distribución de habitantes por vivienda

Nº de hab. en la vivienda	Nº de viviendas
2	15
3	30
4	35
5	20

Nota: Fuente Elaboración propia.

Para el caso en estudio y tomado como datos de partida una vivienda tipo de 5 ocupantes y 110 m², se deberá satisfacer la máxima demanda de agua caliente sanitaria posible y servir de apoyo a la calefacción. La instalación solar se ubicará en cubierta de cada una de las viviendas del conjunto el Manantial disponiendo para ello de 11 m² de superficie.

3.4.4. Demanda térmica

De lo mencionado en el párrafo anterior debemos considerar que para establecer el consumo para la vivienda tipo se ha seleccionado de la norma “Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar para uso Sanitario en el Ecuador”, los valores de demanda de ACS que se tiene para el país y con los supuestos establecidos tendríamos los siguientes datos de demanda:

Tabla 42: Datos Demanda ACS para la vivienda de 5 habitantes 110m²

DATOS DEMANDA ACS	
TIPOLOGÍA DE EDIFICIO	Viviendas unifamiliares
DEMANDA DIARIA A 60°C	80 litros/día* persona
N.º Dormitorios	4
N.º personas	5
DEMANDA TOTAL ACS DEL EDIFICIO	400 litros/día
TEMP. ACUMULADOR FINAL (°C)	60°
TEMPERATURA ACS (°C)	60 °C
TEMPERATURA MINIMA ACS (°C)	40 °C
FUENTE DE APORTE AUXILIAR	General

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 43: Datos Demanda Calefacción para la vivienda de 5 habitantes 110m²

DATOS DEMANDA CALEFACCIÓN	
Superficie Vivienda (m ²)	110
Demanda (kWh/m ² /año)	30
Demanda Total (kWh/año)	3,300
Demanda diaria (kWh/día)	9.04

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 44: Valores de temperatura y radiación solar mensual

MES	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Tamb (°C)	13.6	13.9	13.8	13.8	13.9	14.1	13.8	14.2	13.8	13.6	13.5	13.5
Taf (°C)	11.6	11.9	11.8	11.8	11.9	12.1	11.8	12.2	11.8	11.6	11.5	11.5
Ángulo de inclinación	5 °											
Rad. Solar (kWh/m ² -día)	4.94	4.64	4.78	4.53	4.83	4.69	5.53	5.47	4.89	5.25	5.14	5.14
Factor Corrección K (kWh/m ² -día)	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.96	0.97	0.98	1	1.01	1.02	1.02
Rad. Solar (kWh/m ² -día)	5.04	4.69	4.78	4.44	4.69	4.50	5.36	5.36	4.89	5.30	5.24	5.24

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tomando los valores mostrados en la Tabla 42 y Tabla 44 y considerando la siguiente fórmula para el cálculo de la demanda energética podemos establecer la demanda energética mensual para el ACS es:

$$L_{TOT} = C \left(\frac{\text{litros}}{\text{persona y día}} \right) N_H N_M \rho_{H_2O} c_{H_2O} (T_{ACS} - T_{red}) \quad (5)$$

Donde:

ρ_{H_2O} es la densidad del agua

c_{H_2O} es la capacidad calorífica del agua $\left(4.18 \frac{kJ}{kg * K} \right)$

N_M son los días del mes

N_H es el número de usuarios

$(T_{ACS} - T_{red})$ es el salto térmico entre la temperatura del agua de la red y la temperatura del agua caliente (60 °C)

Se establece que la demanda de la vivienda tipo de 5 habitantes con un consumo de 400 litros al día, alcanza una demanda energética anual de 8,172.55 kWh, y para su calefacción considerando la superficie total de 110 m² y una demanda diaria de 9.04kWh/día se establece una demanda de 3,299.60 kWh anual, lo que para toda la vivienda su valor calculado sería de 11,472.15 kWh, como se muestra en la Tabla 45.

Tabla 45: Demanda mensual para vivienda de 5 habitantes

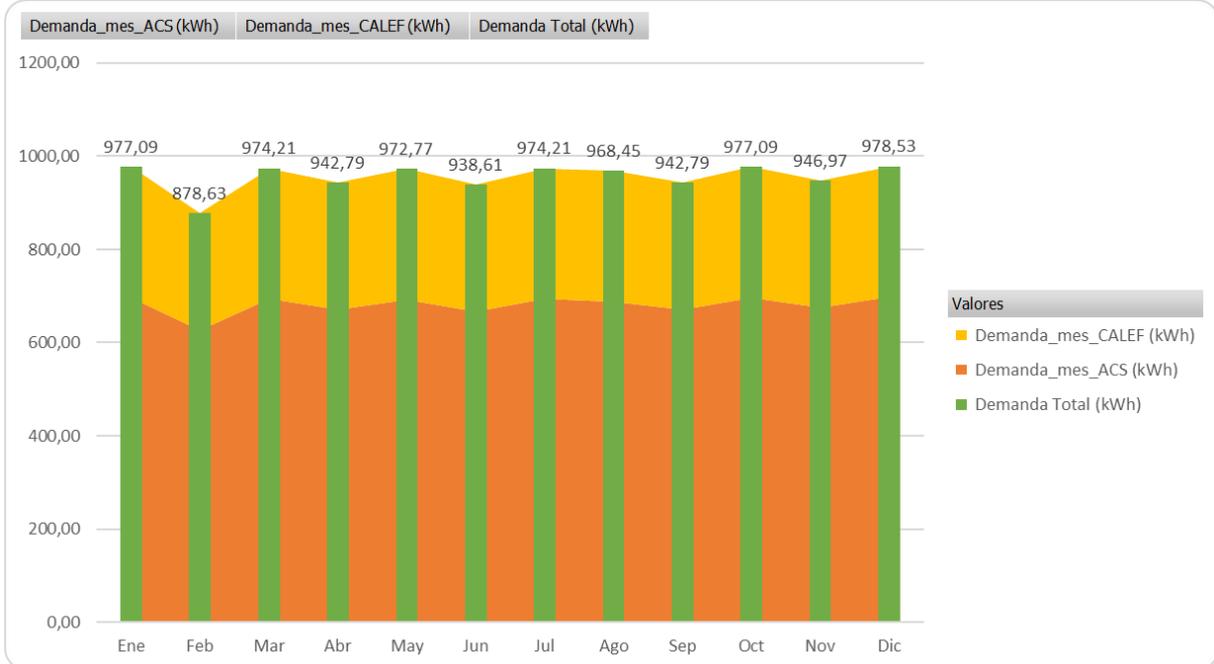
MES	N° (días/ mes)	TAF (°C)	Demanda mes ACS (kWh)	Demanda mes CALEF (kWh)	Demanda Total (kWh)
Ene	31	11.60	696.85	280.24	977.09
Feb	28	11.90	625.51	253.12	878.63
Mar	31	11.80	693.97	280.24	974.21
Abr	30	11.80	671.59	271.20	942.79
May	31	11.90	692.53	280.24	972.77
Jun	30	12.10	667.41	271.20	938.61
Jul	31	11.80	693.97	280.24	974.21
Ago	31	12.20	688.21	280.24	968.45
Sep	30	11.80	671.59	271.20	942.79
Oct	31	11.60	696.85	280.24	977.09
Nov	30	11.50	675.77	271.20	946.97
Dic	31	11.50	698.29	280.24	978.53
AÑO	365	11.79	8,172.55	3,299.60	11,472.15

Nota: Fuente Elaboración propia.

3.4.5. Definición del criterio de cálculo del acumulador en base al perfil diario de la demanda para el sistema térmico

Para determinar la capacidad del acumulador de la instalación del sistema térmico, este estará condicionado a la irradiación, el volumen diario de consumo, el número de habitantes, la superficie abastecer y el uso o servicio que se le vaya a dar en cada una de las viviendas del conjunto el Manantial, con lo cual podríamos establecer un perfil de demanda mensual, el mismo que para la vivienda tipo de 5 habitantes con una superficie de 110 m² es la siguiente:

Figura 43: Demanda energética total de ACS y Calefacción para Vivienda tipo de 5 habitantes



Nota: Fuente Elaboración propia.

De ahí que para los meses en que tenga una baja irradiancia y alto consumo se debe contar con un sistema auxiliar el cual permitirá mantener gran parte del circuito a la temperatura adecuada para satisfacer el consumo de ACS y Calefacción.

Por otro lado, debemos tener en cuenta que, dependiendo del número de captadores para el sistema térmico, se establecerá una superficie útil para su instalación, lo cual estará directamente relacionado con el volumen del acumulador cuyos valores conforme la norma INEN 2009 deben encontrarse en el rango de 50 - 180 l/m², siendo el valor seleccionado de 75 l/m², dándonos un volumen total del acumulador de 750 dm³ como se detalla en la Tabla 46.

Tabla 46: Valores establecidos del Captador y Acumulador

DATOS CAPTADOR SOLAR	
Ángulo Inclinación	5°
CAPTADOR	
Captador Comercial	Si
Marca y Modelo	TERMICOL GOLD G21M
Superficie útil por unidad de captador (m ²)	2.02
NÚMERO DE CAPTADORES	5
Superficie total por captadores (m ²)	10.10
Factor Ef. Óptica	0.7920
Coeficiente Perdidas.	3.3210
Factor Ef. Óptica Corregido	0.7223
Coeficiente Perdidas Corregido	0.0032
ACUMULADOR	
Orientativo-> (dm ³)	758
VOLUMEN SELECCIONADO (dm ³)	750
Relación V/Sc	74

Nota: Fuente Elaboración propia.

El área disponible para instalar colectores o captadores solares en una vivienda tipo de 5 habitantes es de 11 m², sin embargo, de los cálculos efectuados y representados en la Tabla 46, se identifica que se utilizarán 10.10m² en referencia con el captador Termicol Gold G21M, ya que es un valor que permite una mayor adaptabilidad a distintas configuraciones de captadores con dimensiones estándar existentes en el mercado. A partir de este dato, y considerando la relación V/Sc se ha establecido un valor de 74, el mismo que se encuentra dentro del rango determinado por la norma, por lo que se ha dimensionado un volumen del acumulador de 750 dm³, el mismo que abastece con un amplio margen de seguridad la demanda diaria de 400 litros.

3.4.6. Extrapolación de la demanda térmica al conjunto de las 100 viviendas de la comunidad

Para el conjunto habitacional El Manantial, se tiene 4 distintas tipologías de las 100 viviendas existentes en las cuales se ha realizado el análisis de la demanda para cada uno de los casos analizados y se ha determinado la demanda total anual que deberá satisfacer el sistema solar térmico.

Se establece que las 15 viviendas que poseen 2 ocupantes y 50 m² de área se tiene una demanda total anual de 71,532.51 kWh anuales, así como se muestra en la Tabla 47.

Tabla 47: Demanda mensual para vivienda de 2 habitantes

Demanda mensual para vivienda de 2 habitantes						
MES	N° (días/mes)	TAF (°C)	Demanda mes ACS (kWh)	Demanda mes CALEF (kWh)	Demanda Total (kWh)	Demanda Total para 15 Viviendas (kWh)
Ene	31	11.60	278.74	127.38	406.12	6,091.83
Feb	28	11.90	250.20	115.05	365.26	5,478.88
Mar	31	11.80	277.59	127.38	404.97	6,074.55
Abr	30	11.80	268.64	123.27	391.91	5,878.63
May	31	11.90	277.01	127.38	404.39	6,065.91
Jun	30	12.10	266.96	123.27	390.24	5,853.55
Jul	31	11.80	277.59	127.38	404.97	6,074.55
Ago	31	12.20	275.28	127.38	402.67	6,039.99
Sep	30	11.80	268.64	123.27	391.91	5,878.63
Oct	31	11.60	278.74	127.38	406.12	6,091.83
Nov	30	11.50	270.31	123.27	393.58	5,903.71
Dic	31	11.50	279.32	127.38	406.70	6,100.47
AÑO	365	11.79	3,269.02	1,499.82	4,768.83	71,532.51

Nota: Fuente Elaboración propia.

Para las 30 viviendas que poseen 23 ocupantes y 70 m² de área se tiene una demanda total anual de 210,098.08 kWh anuales, así como se muestra en la Tabla 48.

Tabla 48: Demanda mensual para vivienda de 3 habitantes

Demanda mensual para vivienda de 3 habitantes						
MES	N° (días/mes)	TAF (°C)	Demanda mes ACS (kWh)	Demanda mes CALEF (kWh)	Demanda Total (kWh)	Demanda Total para 30 Viviendas (kWh)
Ene	31	11.60	418.11	178.33	596.44	17,893.34
Feb	28	11.90	375.31	161.08	536.38	16,091.47
Mar	31	11.80	416.38	178.33	594.72	17,841.50
Abr	30	11.80	402.95	172.58	575.54	17,266.07
May	31	11.90	415.52	178.33	593.85	17,815.58
Jun	30	12.10	400.45	172.58	573.03	17,190.83
Jul	31	11.80	416.38	178.33	594.72	17,841.50
Ago	31	12.20	412.93	178.33	591.26	17,737.82
Sep	30	11.80	402.95	172.58	575.54	17,266.07
Oct	31	11.60	418.11	178.33	596.44	17,893.34
Nov	30	11.50	405.46	172.58	578.04	17,341.31
Dic	31	11.50	418.97	178.33	597.31	17,919.26
AÑO	365	11.79	4,903.52	2,099.75	7,003.27	210,098.08

Nota: Fuente Elaboración propia.

Para las 35 viviendas que poseen 4 ocupantes y 90 m² de área se tiene una demanda total anual de 323,319.67 kWh anuales, así como se muestra en la Tabla 49.

Tabla 49: Demanda mensual para vivienda de 4 habitantes

Demanda mensual para vivienda de 4 habitantes						
MES	N° (días/mes)	TAF (°C)	Demanda mes ACS (kWh)	Demanda mes CALEF (kWh)	Demanda Total (kWh)	Demanda Total para 35 Viviendas (kWh)
Ene	31	11.60	557.48	229.29	786.77	27,536.85
Feb	28	11.90	500.41	207.10	707.51	24,762.72
Mar	31	11.80	555.18	229.29	784.46	27,456.21
Abr	30	11.80	537.27	221.89	759.16	26,570.70
May	31	11.90	554.02	229.29	783.31	27,415.89
Jun	30	12.10	533.93	221.89	755.82	26,453.66
Jul	31	11.80	555.18	229.29	784.46	27,456.21
Ago	31	12.20	550.57	229.29	779.86	27,294.93
Sep	30	11.80	537.27	221.89	759.16	26,570.70
Oct	31	11.60	557.48	229.29	786.77	27,536.85
Nov	30	11.50	540.62	221.89	762.51	26,687.74
Dic	31	11.50	558.63	229.29	787.92	27,577.17
AÑO	365	11.79	6,538.03	2,699.67	9,237.70	323,319.67

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 50: Demanda mensual para vivienda de 5 habitantes

Demanda mensual para vivienda de 5 habitantes						
MES	N° (días/mes)	TAF (°C)	Demanda mes ACS (kWh)	Demanda mes CALEF (kWh)	Demanda Total (kWh)	Demanda Total para 20 Viviendas (kWh)
Ene	31	11.60	696.85	280.24	977.09	19,541.80
Feb	28	11.90	625.51	253.12	878.63	17,572.60
Mar	31	11.80	693.97	280.24	974.21	19,484.20
Abr	30	11.80	671.59	271.20	942.79	18,855.80
May	31	11.90	692.53	280.24	972.77	19,455.40
Jun	30	12.10	667.41	271.20	938.61	18,772.20
Jul	31	11.80	693.97	280.24	974.21	19,484.20
Ago	31	12.20	688.21	280.24	968.45	19,369.00
Sep	30	11.80	671.59	271.20	942.79	18,855.80
Oct	31	11.60	696.85	280.24	977.09	19,541.80
Nov	30	11.50	675.77	271.20	946.97	18,939.40
Dic	31	11.50	698.29	280.24	978.53	19,570.60
AÑO	365	11.79	8,172.55	3,299.60	11,472.15	229,442.80

Nota: Fuente Elaboración propia.

Para las 20 viviendas que poseen 5 ocupantes y 110 m² de área se tiene una demanda total anual de 229,442.80 kWh anuales, así como se muestra en la Tabla 50.

Una vez realizado el cálculo de la demanda total anual por el tipo de vivienda se obtiene que la demanda total anual por las 100 viviendas del caso de estudio es de 834.39 MWh anuales, así como se muestra en la Tabla 51.

Tabla 51: Demanda Total del Sistema Solar Térmico

Demanda total del Sistema Solar Térmico						
MES	N° (días/mes)	Demanda Total para 15 Viviendas de 2 Hab (kWh)	Demanda Total para 30 Viviendas de 3 Hab (kWh)	Demanda Total para 35 Viviendas de 4 Hab (kWh)	Demanda Total para 20 Viviendas de 5 Hab (kWh)	Demanda Total 100 Viviendas (MWh)
Ene	31	6,091.83	17,893.34	27,536.85	19,541.80	71.06
Feb	28	5,478.88	16,091.47	24,762.72	17,572.60	63.91
Mar	31	6,074.55	17,841.50	27,456.21	19,484.20	70.86
Abr	30	5,878.63	17,266.07	26,570.70	18,855.80	68.57
May	31	6,065.91	17,815.58	27,415.89	19,455.40	70.75
Jun	30	5,853.55	17,190.83	26,453.66	18,772.20	68.27
Jul	31	6,074.55	17,841.50	27,456.21	19,484.20	70.86
Ago	31	6,039.99	17,737.82	27,294.93	19,369.00	70.44
Sep	30	5,878.63	17,266.07	26,570.70	18,855.80	68.57
Oct	31	6,091.83	17,893.34	27,536.85	19,541.80	71.06
Nov	30	5,903.71	17,341.31	26,687.74	18,939.40	68.87
Dic	31	6,100.47	17,919.26	27,577.17	19,570.60	71.17
AÑO	365	71,532.51	210,098.08	323,319.67	229,442.80	834.39

Nota: Fuente Elaboración propia.

Determinación de la producción de energía útil mediante la utilización de colectores de placa plana y tubos de vacío.

Una vez establecido el total de energía útil anual para el conjunto habitacional El Manantial para la tipología de 5 habitantes por vivienda para un total de 20 viviendas, se hace necesario determinar la producción para el resto de las tipologías planteadas con el total de las 100 viviendas. Dicha producción se muestra en la Tabla 52.

Tabla 52: Cálculo de Producción Total por tipo de colector

Número de Habitantes	Número de Viviendas	Colector de Placa Plana		Colector de Tubo de Vacío	
		Energía útil al año (kWh)			
		Por Vivienda	Total	Por Vivienda	Total
5	20	8,988.00	179,760	8,751.00	175,020
4	35	7,190.40	251,664	7,001.00	245,028
3	30	5,393.80	161,784	5,251.00	157,518
2	15	3,595.20	53,928	3,501.00	52,506
Total			647,136		630,072

Nota: Fuente Elaboración propia.

3.4.7. Elección justificada de emplazamiento y ubicación de equipos para el Sistema Solar Térmico

El conjunto habitacional el Manantial ubicado en la zona rural de la ciudad de Quito, específicamente en la parroquia Conocoto, posee una temperatura ambiente promedio de 16°C, y cuenta con abastecimiento de agua potable fuente importante y de suministro para el sistema solar térmico objeto de estudio, permitiendo a cada uno de los habitantes poder incorporar a sus redes de suministro de agua potable proporcionada por la Empresa Municipal de Alcantarillado y Agua Potable Quito (EMAAPQ) esta tecnología y así cubrir su consumo diario además de aportar a la calefacción a los diferentes ambientes de cada vivienda.

Considerando este fin, se emplearán sus azoteas para implementar el sistema solar térmico, tomando en consideración las superficies mínimas para alojar los equipos y dispositivos utilizados en esta tecnología. Los datos obtenidos para las viviendas tipo son los siguientes:

Tabla 53: Tipologías de las viviendas del conjunto El Manantial

N° Viviendas por tipología	N° Habitantes por vivienda	Total de habitantes en viviendas	Superficie de cada Vivienda (m ²)	Superficie Cubierta/Azotea (m ²)
15	2	30	50	5
30	3	90	70	7
35	4	140	90	9
20	5	100	110	11

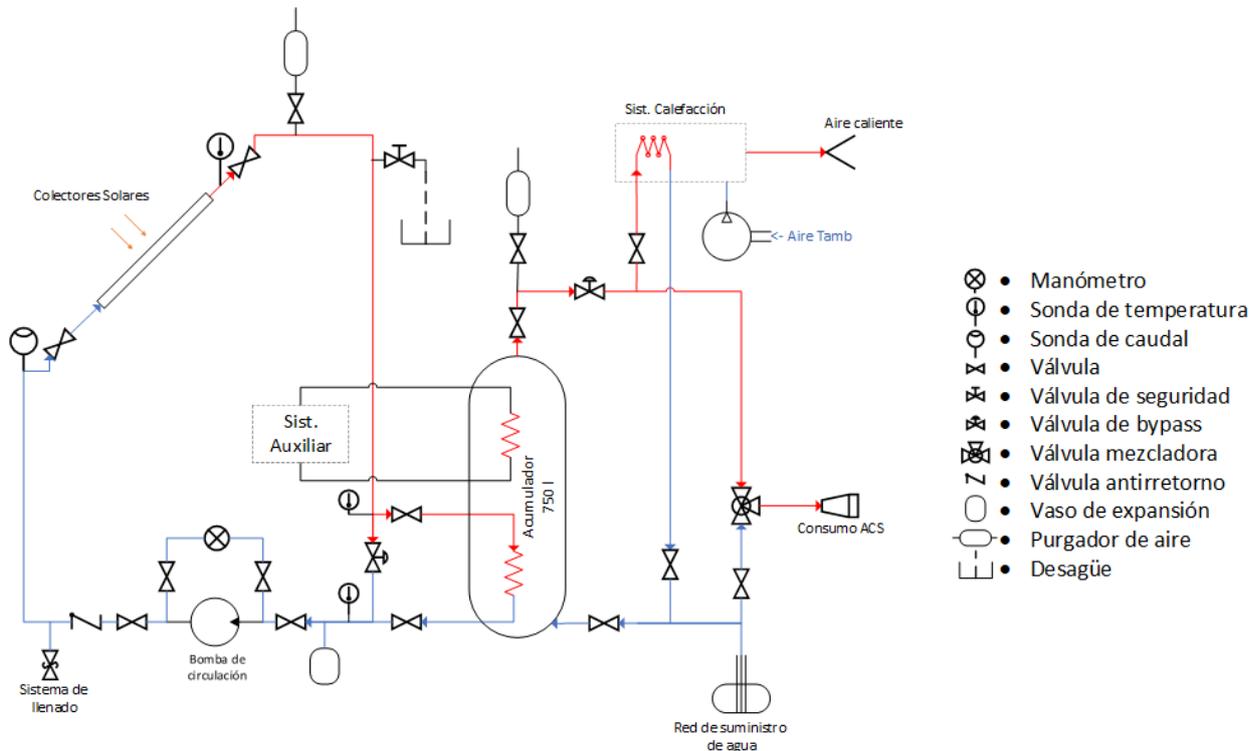
Nota: Fuente Elaboración propia.

3.4.8. Esquema de principio de la instalación tipo para el Sistemas Solar Térmico

El esquema de principio que se propone consta de un grupo de colectores solares que calentará un fluido que a su vez entregará la energía térmica generada al agua almacenada en el acumulador. Además, contará con un sistema auxiliar para garantizar que toda el agua contenida el acumulador llegue a la temperatura de diseño en un tiempo aceptable.

Se aprovechará la salida del acumulador tanto para agua caliente sanitaria como para entregar calor a un sistema de calefacción por el cuál circulará aire forzado que ingresará a temperatura ambiente por medio de un compresor y se entregará al sistema de calefacción de la vivienda a la temperatura deseada.

Figura 44: Diagrama Unifilar Sistema Solar Térmico para ACS y Calefacción



Nota: Fuente Elaboración propia.

3.4.9. Memoria descriptiva del proyecto

El objeto de la memoria de cálculo es el de dimensionar y seleccionar los equipos adecuados que se utilizarán para el sistema de ACS y de Calefacción según los parámetros establecidos en los apartados 3.14 y 3.15 del presente estudio.

Para el conjunto habitacional El Manantial, se cuenta con un total de 100 viviendas y 360 habitantes para todo el conjunto habitacional, distribuidos conforme las siguientes tipologías para los grupos de viviendas, cabe acotar que para obtener el valor de la demanda diaria promedio de calefacción y de ACS, se ha tomado las demandas totales obtenidas en la Tabla 47, Tabla 48, Tabla 49 y Tabla 50 dividiendo dichos valores para los 365 días del año obteniendo así las demandas diarias respectivas las cuales se enlistan a continuación:

Descripción de las viviendas

- **Vivienda de 2 ocupantes**

Superficie de 50 m²

Superficie disponible en la cubierta para instalación solar de 5 m²

Demanda diaria de calefacción promedio de la vivienda 4.11 kWh

Demanda diaria de ACS promedio de la vivienda 8.96 kWh

- **Vivienda de 3 ocupantes**

Superficie de 70 m²

Superficie disponible en la cubierta para instalación solar de 7 m²

Demanda diaria de calefacción promedio de la vivienda 5.75 kWh

Demanda diaria de ACS promedio de la vivienda 13.43 kWh

- **Vivienda de 4 ocupantes**

Superficie de 90 m²

Superficie disponible en la cubierta para instalación solar de 9 m²

Demanda diaria de calefacción promedio de la vivienda 7.40 kWh

Demanda diaria de ACS promedio de la vivienda 17.91 kWh

- **Vivienda de 5 ocupantes**

Superficie de 110 m²

Superficie disponible en la cubierta para instalación solar de 11 m²

Demanda diaria de calefacción promedio de la vivienda 9.04 kWh

Demanda diaria de ACS promedio de la vivienda 22.39 kWh

En cada una de estas tipologías establecidas, se considerará que el sistema solar térmico estará compuesto por subsistemas como el colector, de almacenamiento, de control y de distribución, los mismos que permitirán junto con un sistema auxiliar contar con el abastecimiento de ACS y de Calefacción para las viviendas en mención.

Para abastecer a estos dos tipos de requerimientos es importante analizar su perfil de consumo, para ello nos valemos por un lado del volumen de consumo diario por persona según la norma INEN 2009 y por otro lado de las temperaturas de uso para los diferentes ambientes a calefactar,

así como del suministro de agua potable de la red existente en la comunidad, con todo ello establecer la demanda energética total.

El sistema de calefacción tendrá como propósito calentar y acondicionar el aire en el interior de las viviendas para obtener condiciones de confort térmico, humedad, purificación, renovación y recirculación del aire, así mismo mantendrá una presión positiva con respecto al exterior.

Debido a que para la ciudad de Quito la temperatura ambiente es de 13.6°C de acuerdo con lo establecido en el estudio realizado por CONAMA, es necesario considerar dicha temperatura para el sistema de calefacción a utilizarse en cada una de las viviendas y así poder mantener ese diferencial térmico en comparación a la temperatura exterior.

Se debe tener en claro que las condiciones de confort ideales varían entre las personas, por lo que en el presente estudio se establecerán valores estándar de 21.1 - 26.7°C conforme a la “Metodología de evaluación de confort térmico exterior para diferentes pisos climáticos en Ecuador” (CONAMA, 2014). Hay que considerar que los valores excesivos de temperatura de calefacción conducen a gastos excesivos de consumo y muchas veces innecesarios, por lo que se ha decidido mantener la calefacción interior de cada vivienda en un valor referencial de 24°C.

El aire se toma de la salida del Acumulador, mismo que se encuentra a 60°C y llega al Sistema de Calefacción que a través de un proceso de condensación producirá aire caliente. Para el control del sistema se instalará un sensor el cual estará constantemente monitoreando la temperatura ambiente de las viviendas y posteriormente encenderá el calefactor de así requerirlo.

Dadas las características del sistema se requiere un tanque acumulador, el cual contará con un sistema auxiliar y calentará el agua desde los 15°C hasta los 60°C, para posteriormente abastecer el consumo de ACS en los diferentes puntos de agua de cada vivienda. Cabe mencionar que, para los cálculos de transferencia de calor al agua, se ha considerado que la misma tenga una densidad de 1 kg/litro.

Por lo tanto, conforme lo mencionado en los párrafos anteriores los valores calculados tanto para ACS y Calefacción se muestran en la Tabla 54.

Tabla 54: Valores Calculados de Demanda Energética para el sistema Solar Térmico

MES	N° (días/mes)	TAF (°C)	Demanda mes ACS (kWh)	Demanda mes CALEF (kWh)	Irradiación diaria (kWh/m ²)
Ene	31	11.6	696.85	280.24	5.04
Feb	28	11.9	625.51	253.12	4.69
Mar	31	11.8	693.97	280.24	4.78
Abr	30	11.8	671.59	271.20	4.44
May	31	11.9	692.53	280.24	4.69
Jun	30	12.1	667.41	271.20	4.50
Jul	31	11.8	693.97	280.24	5.36
Ago	31	12.2	688.21	280.24	5.36
Sep	30	11.8	671.59	271.20	4.89
Oct	31	11.6	696.85	280.24	5.30
Nov	30	11.5	675.77	271.20	5.24
Dic	31	11.5	698.29	280.24	5.24
AÑO	365	11.8	8,172.55	3,299.60	4.96

Nota: Fuente Elaboración propia.

3.4.10. Dimensionado de la Instalación del sistema solar térmico: potencia instalada, cálculos de producción

Conforme lo establece el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura” (PET-REV, 2009), para el caso de ACS se tendrá en cuenta la energía con la que el sistema solar térmico aporte durante el día, por lo que dependerá de su tipología para establecer la demanda con la que cuentan cada vivienda como se indicó en los puntos 3.14 y 3.15 del presente estudio.

De igual manera para la parte de climatización, se tendrá en cuenta la demanda térmica de la superficie del habitáculo o ambiente a climatizar conforme cada una de las tipologías establecidas en el punto 3.19. Por tanto, la demanda energética total será la suma de estas demandas parciales aplicados ciertos factores de simultaneidad conforme la norma Ecuatoriana INEN 2009 o la española (PET-REV, 2009).

Por lo que su potencia instalada estará supeditada a la radiación global total del área que se destine para la captación solar, la temperatura ambiente del sector el Manantial, que para cálculos se seleccionará los correspondientes a la ciudad de Quito conforme la norma INEN 2009, y la temperatura de gua de la red.

El método de cálculo se basará estrictamente en las fórmulas contenidas en el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura” de España, y el resto de los valores para el sector el Manantial, se regirán de las establecidas para la ciudad de Quito en la norma INEN 2009 de Ecuador. Y como simplificación a los cálculos realizados, se han utilizado datos mensuales medios meteorológicos tanto para el caso de colectores solares de placa plana como para colectores de tubo de vacío.

Cálculo de Producción mediante Colector de Placa Plana

Para el cálculo de la producción mediante el uso de colectores solares de placa plana, se ha tenido en cuenta los siguientes datos:

Vivienda de 5 ocupantes con:

Superficie de 110 m²

Superficie disponible en la cubierta para instalación solar de 11 m²

Demanda diaria de calefacción promedio de la vivienda 9.04 kWh

Demanda diaria de ACS promedio de la vivienda 22.39 kWh

Con estos datos se ha revisado en la web, los tipos de colectores para placa plana que existen a nivel comercial y que satisfagan lo mencionado en el párrafo anterior, estableciendo que los de la familia **Termicol Gold Meandro** se acoplan a lo solicitado y cuyas características son las siguientes:

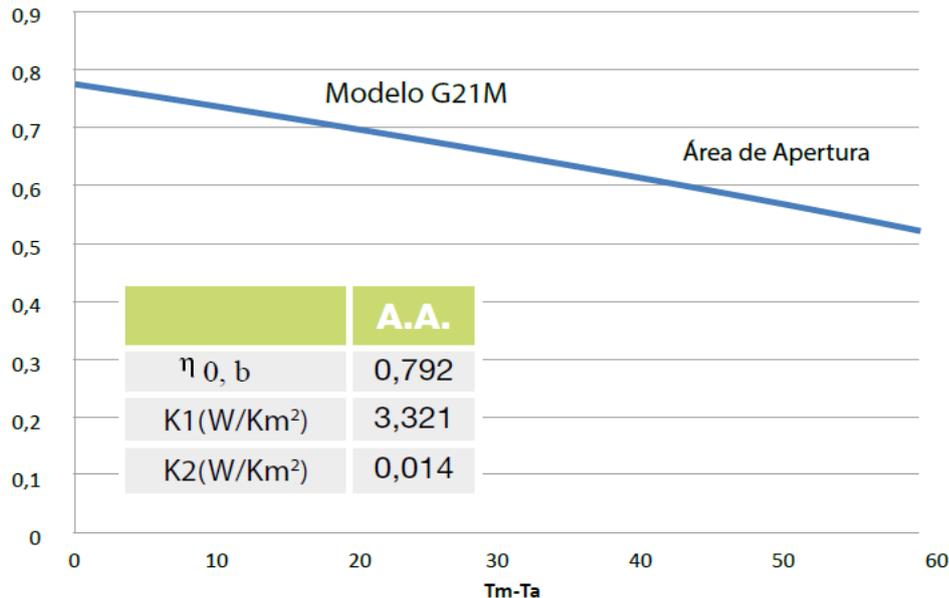
Tabla 55: Características Termicol G21M – Placa Plana

Características Técnicas	
Modelo	G21M
Longitud (mm)	2.039
Anchura (mm)	1.039
Espesor (mm)	81
Área bruta (m ²)	2,15
Área útil (m ²)	2,02
Peso en vacío (kg)	30
Capacidad de fluido (litros)	1,34
Potencia pico (Wp)	1.560
Marco	Aluminio
Cubierta	Vidrio templado 3,2 mm
Aislamiento	Lana de vidrio 40 mm
Disposición	Vertical
Tipo	Ultra selectivo

Nota: Fuente Elaboración propia.

De igual manera para el modelo G21M, se ha identificado su curva de rendimiento y sus factores de corrección K1 y K2 relacionados con el factor de corrección por almacenamiento y factor de corrección para ACS respectivamente, los cuales se presentan en la Figura 45.

Figura 45: Curva de Rendimiento del Termicol G21M



Nota: Termicol Gold Meandro data sheet.

Una vez establecidos estos valores, los datos de partida para el cálculo de la producción utilizando un captador de placa plana sería el mostrado en la Tabla 56.

Tabla 56: Datos del Captador Solar Placa Plana

DATOS CAPTADOR SOLAR	
Ángulo Inclinación	5°
CAPTADOR	
Captador Comercial	Si
Marca y Modelo	TERMICOL GOLD G21M
Superficie por unidad de captador (m ²)	2.02
NÚMERO DE CAPTADORES	5
Superficie total de captadores (m ²)	10.10
Factor Ef. Óptica	0.7920
Coeficiente Perdidas.	3.3210
Factor Ef. Óptica Corregido	0.7223
Coeficiente Perdidas Corregido	0.0032

Nota: Fuente Elaboración propia.

Para la determinación de la producción de energía para el caso del colector de placa plana, utilizaremos el método de las curvas f-chart, cuya ecuación de partida para el cálculo de los valores de producción mensual es:

$$f = 1.029D_1 - 0.065D_2 - 0.245D_1^2 + 0.0018D_2^2 + 0.0215D_1^3 \quad (6)$$

Donde D1 y D2 expresan la relación entre la energía absorbida y la energía perdida por el captador de placa plana entre la carga calorífica total de calentamiento durante un mes respectivamente.

Para nuestro caso D1 es la relación de la Energía Absorbida al mes (EAmes) entre la demanda total de la instalación para ese mes así:

$$D_1 = \frac{\text{Energía absorbida por el captador}}{\text{Carga calorífica mensual}} \quad (7)$$

$$E_a = S_c \cdot F'_r(\tau\alpha) \cdot R_1 \cdot N \quad (8)$$

Elmes Energía irradiante al mes (kWh/m²), valores obtenidos en el punto 3.4 de la Tabla 40.

Sc Superficie total por captadores (m²), valor obtenido en el punto 3.4.5 de la Tabla 46.

FacEfOpticacorregido, valor obtenido en el punto 3.4.5 de la Tabla 46.

Reemplazando en (7) y (8) en los valores indicados anteriormente tenemos los siguientes resultados:

Tabla 57: Cálculo de la Variable D1

MES	Demes ACS (kWh)	Demes CALEF. (kWh)	Elmes (kWh/m ²)	EAmes (kWh)	D1
Ene	696.85	280.24	156.20	1,139.54	1.17
Feb	625.51	253.12	131.22	957.28	1.09
Mar	693.97	280.24	148.18	1,081.01	1.11
Abr	671.59	271.20	133.18	971.60	1.03
May	692.53	280.24	145.24	1,059.55	1.09
Jun	667.41	271.20	135.07	985.39	1.05
Jul	693.97	280.24	166.29	1,213.11	1.25
Ago	688.21	280.24	166.18	1,212.32	1.25
Sep	671.59	271.20	146.70	1,070.22	1.14
Oct	696.85	280.24	164.38	1,199.18	1.23
Nov	675.77	271.20	157.28	1,147.43	1.21
Dic	698.29	280.24	162.53	1,185.68	1.21
AÑO	8,172.55	3,299.60	1,812.45	13,222.30	1.62

Nota: Fuente Elaboración propia.

Y D2 es la relación de la Energía Perdida al mes (EPmes) entre la demanda total de la instalación para ese mes así:

$$D_2 = \frac{\text{Energía perdida por el captador}}{\text{Carga calorífica mensual}} \quad (9)$$

$$E_p = S_c \cdot F'_r U_L (100 - t_a) \cdot \Delta t \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (10)$$

Sc Superficie total por captadores (m²), valor obtenido en el punto 3.4.5 de la Tabla 46

Coef.Perd.Corregido, valor obtenido en el punto 3.4.5 de la Tabla 46

TAMB Temperatura ambiente, valor obtenido en el punto 3.4.4 de la Tabla 44.

Δt Corresponde al periodo de tiempo considerado (horas al mes).

K1 Factor de corrección por almacenamiento dado por:

$$K_1 = \left[\frac{\text{kg acumulación}}{(75 \cdot S_c)} \right]^{-0.25} \quad (11)$$

K2 Factor de corrección para ACS que relaciona la temperatura mínima de ACS, la del agua de red y la media mensual ambiente dado por:

$$K_2 = \frac{11.6 + 1.18t_{ac} + 3.86t_r - 2.32t_a}{(100 - t_a)} \quad (12)$$

Los valores de las variables para K1 y K2 se obtienen de la Tabla 44 y Tabla 46 de los puntos 3.4.4 y 3.4.5 respectivamente.

Reemplazando en (9) los datos obtenidos en (12), los valores indicados para cada uno de los parámetros constantes en esta ecuación se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 58: Cálculo de la Variable D2

MES	TAF (°C)	Demes ACS (kWh)	Demes CALEF.(kWh)	TAMB (°C)	Δt (h)	K1	K2	EPmes (kWh)	D2
Ene	11.60	696.85	280.24	13.60	744.00	1.00	0.83	1,711.77	1.75
Feb	11.90	625.51	253.12	13.90	672.00	1.00	0.84	1,556.03	1.77
Mar	11.80	693.97	280.24	13.80	744.00	1.00	0.84	1,719.09	1.76
Abr	11.80	671.59	271.20	13.80	720.00	1.00	0.84	1,663.63	1.76
May	11.90	692.53	280.24	13.90	744.00	1.00	0.84	1,722.75	1.77
Jun	12.10	667.41	271.20	14.10	720.00	1.00	0.85	1,674.26	1.78
Jul	11.80	693.97	280.24	13.80	744.00	1.00	0.84	1,719.09	1.76
Ago	12.20	688.21	280.24	14.20	744.00	1.00	0.85	1,733.73	1.79
Sep	11.80	671.59	271.20	13.80	720.00	1.00	0.84	1,663.63	1.76
Oct	11.60	696.85	280.24	13.60	744.00	1.00	0.83	1,711.77	1.75
Nov	11.50	675.77	271.20	13.50	720.00	1.00	0.83	1,653.01	1.75
Dic	11.50	698.29	280.24	13.50	744.00	1.00	0.83	1,708.11	1.75
AÑO	11.79	8,172.55	3,299.60	13.79	8,760.00	-	-	20,236.84	1.76

Nota: Fuente Elaboración propia.

Una vez obtenidos estos valores de D1 y D2 procedemos a reemplazar en la ecuación 6 para determinar la fracción de la carga calorífica mensual aportada por el sistema solar térmico, mismo que nos determinara el porcentaje de cobertura del sistema solar cuyos valores se muestran en la Tabla 59:

Tabla 59: Fracción de carga calorífica mensual aportada por el sistema solar térmico

MES	Demes ACS (kWh)	Demes CALEF. (kWh)	D1	D2	f (teórica)	f (real)
Ene	696.85	280.24	1.17	1.75	79%	79%
Feb	625.51	253.12	1.09	1.77	75%	75%
Mar	693.97	280.24	1.11	1.76	76%	76%
Abr	671.59	271.20	1.03	1.76	71%	71%
May	692.53	280.24	1.09	1.77	75%	75%
Jun	667.41	271.20	1.05	1.78	72%	72%
Jul	693.97	280.24	1.25	1.76	83%	83%
Ago	688.21	280.24	1.25	1.79	84%	84%
Sep	671.59	271.20	1.14	1.76	77%	77%
Oct	696.85	280.24	1.23	1.75	83%	83%
Nov	675.77	271.20	1.21	1.75	82%	82%
Dic	698.29	280.24	1.21	1.75	82%	82%

Nota: Fuente Elaboración propia.

Como se puede observar en la Tabla 59, tanto la fracción de carga teórica como real son coincidentes esto debido a que la real en la práctica la real no podría superar a la calculada por temas de pérdidas y rendimiento en cualquier sistema de energía.

Con estas fracciones de cargas caloríficas mensuales se procede a calcular la energía solar útil, mismas que resultan del producto de la sumatoria de la demanda mensual de ACS y Calefacción por cada una de estas fracciones de carga cuyos valores se representan en la Tabla 60.

Tabla 60. Cálculo de la Energía solar útil

MES	Demes ACS (kWh)	Demes CALEF. (kWh)	f (teórica)	f (real)	EUmes (kWh)
Ene	696.85	280.24	79%	79%	774.44
Feb	625.51	253.12	75%	75%	657.76
Mar	693.97	280.24	76%	76%	740.82
Abr	671.59	271.20	71%	71%	673.79
May	692.53	280.24	75%	75%	728.07
Jun	667.41	271.20	72%	72%	680.41
Jul	693.97	280.24	83%	83%	812.36
Ago	688.21	280.24	84%	84%	809.40
Sep	671.59	271.20	77%	77%	730.41
Oct	696.85	280.24	83%	83%	806.35
Nov	675.77	271.20	82%	82%	774.04
Dic	698.29	280.24	82%	82%	799.84
AÑO	8,172.55	3,299.60	-	-	8,987.69

Nota: Fuente Elaboración propia.

Para el cálculo del rendimiento mensual de la instalación este se calculará por medio de la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{E_{mes}}{E_{Umes} \cdot S_c} \quad (13)$$

Siendo la superficie total de los captadores $S_c = 10.10m^2$ y tomando los valores de la Tabla 23 y de la Tabla 26, se reemplazan en (13) y se obtiene los siguientes valores de rendimiento:

Tabla 61. Cálculo del rendimiento mensual del captador

MES	Elmes (kWh/m ²)	EUmes (kWh)	η mensual instalación
Ene	156.20	774.44	49%
Feb	131.22	657.76	50%
Mar	148.18	740.82	49%
Abr	133.18	673.79	50%
May	145.24	728.07	50%
Jun	135.07	680.41	50%
Jul	166.29	812.36	48%
Ago	166.18	809.40	48%
Sep	146.70	730.41	49%
Oct	164.38	806.35	49%
Nov	157.28	774.04	49%
Dic	162.53	799.84	49%
AÑO	1,812.45	8,987.69	49%

Nota: Fuente Elaboración propia.

Para establecer la Producción Solar Unitaria mensual, nos basaremos en la siguiente ecuación:

$$\text{Producción Solar Unitaria} = \text{EUmes} / \text{Sc} \quad (14)$$

Por lo que tomando los valores de la Tabla 60 y considerando la superficie total de los captadores $\text{Sc} = 10.10\text{m}^2$ se reemplazara en (14) para obtener los siguientes resultados:

Tabla 62. Cálculo de la Producción Solar Unitaria mensual

MES	EUmes (kWh)	Producción Solar Unitaria (kWh/m ²)
Ene	774.44	76.68
Feb	657.76	65.13
Mar	740.82	73.35
Abr	673.79	66.71
May	728.07	72.09
Jun	680.41	67.37
Jul	812.36	80.43
Ago	809.40	80.14
Sep	730.41	72.32
Oct	806.35	79.84
Nov	774.04	76.64
Dic	799.84	79.19
AÑO	8,987.69	889.87

Nota: Fuente Elaboración propia.

Con los valores calculados de la producción solar unitaria mensual y considerando que se pueden colocar 5 captadores en la superficie de 10.10 m² destinada a la instalación del sistema solar térmico, esto considerando el área de captación útil de 2.02m² del Colector de placa plana Termicol G21M, la producción solar unitaria por captador sería:

$$\text{Producción Solar Unitaria por captador} = \text{Producción Solar Unitaria} / N^{\circ} \quad (15)$$

De donde los valores de Producción Solar Unitaria son los calculados en la Tabla 62, y reemplazándolos en la ecuación 12 obtendremos los siguientes valores:

Tabla 63. Cálculo de Producción Solar Unitaria por captador

MES	Producción Solar Unitaria (kWh/m ²)	Producción Solar Unitaria por Captador (kWh/m ²)
Ene	76.68	15.34
Feb	65.13	13.03
Mar	73.35	14.67
Abr	66.71	13.34
May	72.09	14.42
Jun	67.37	13.47
Jul	80.43	16.09
Ago	80.14	16.03
Sep	72.32	14.46
Oct	79.84	15.97
Nov	76.64	15.33
Dic	79.19	15.84
AÑO	889.87	177.97

Nota: Fuente Elaboración propia.

Por último, para determinar el aporte de energía auxiliar que requiere la instalación solar térmica, se calculará de la diferencia entre la demanda de ACS y Calefacción de la Energía útil cuyos valores se establecieron y calcularon en la Tablas 59 y en la Tabla 61, dándonos como resultados los siguientes valores:

Tabla 64. Aporte auxiliar al sistema solar térmico para cubrir la demanda ACS y Calefacción

MES	Demes ACS (kWh)	Demes CALEF. (kWh)	EUmes (kWh)	APORTE AUXILIAR (kWh)
Ene	696.85	280.24	774.44	202.65
Feb	625.51	253.12	657.76	220.87
Mar	693.97	280.24	740.82	233.40
Abr	671.59	271.20	673.79	268.99
May	692.53	280.24	728.07	244.70
Jun	667.41	271.20	680.41	258.20
Jul	693.97	280.24	812.36	161.86
Ago	688.21	280.24	809.40	159.05
Sep	671.59	271.20	730.41	212.38
Oct	696.85	280.24	806.35	170.75
Nov	675.77	271.20	774.04	172.92
Dic	698.29	280.24	799.84	178.69
AÑO	8,172.55	3,299.60	8,987.69	2,484.46

Nota: Fuente Elaboración propia.

El factor solar (F) para toda la instalación vendría dado por:

$$F (\%) = \text{EUmes} / (\text{Demes ACS} + \text{Demes CALEF})$$

$$F (\%) = 8,987.69 / (8,172.55 + 3,299.60) = 78.34\%$$

Cálculo de Producción mediante Tubos de Vacío

Para establecer la producción del sistema solar térmico mediante captadores de tubo de vacío, se ha de considerar el mismo procedimiento que para los captadores de placa plana, por lo que el modelo y marca con las mejores prestaciones en cuanto a su rendimiento, área útil, dimensiones y demás características cumplen con los supuestos establecidos y la tipología de la vivienda para 5 habitantes descrito en el punto 3.19, siendo el captador de tubo de vacío seleccionado de la familia Solarbayer cuya denominación es el CPC 12 y especificaciones técnicas se muestran a continuación:

Tabla 65. Datos técnicos Colector Tubos de Vacío CPC 12

Datos Técnicos CPC 12		
Ángulo de inclinación	Grados	15° - 65°
Peso vacío	Kg	43
iam50	-	0.87
Rendimiento Óptico	%	65
Coeficiente de transmisión de calor K1	W/(m ² K)	0,974
Coeficiente de transmisión de calor K2	W/(m ² K)	0,005
Temperatura de parada máxima (en seco)	°C	249
Peak Potencia por módulo	W/m ²	1357
Presión de régimen admisible	bar	6
Diámetro del vidrio tubular	mm	58
Numero de tubos de vacío por captador		12
Espesor del vidrio tubular	mm	1.6

Nota: Fuente Solarbayer.

Tabla 66. Dimensiones y Peso colector CPC 12

Dimensiones y Peso		
Largo	A - mm	1603
Ancho	B - mm	1358
Profundo	C - mm	140
Superficie del captador	m ²	2,16
Superficie de apertura	m ²	1,89
Capacidad	Ltr.	1,74
Peso (vacío)	Kg	43

Nota: Fuente Solarbayer.

Por tanto, los datos para el captador de tubos de vacío CPC 12 y del acumulador serían los siguientes:

Tabla 67. Datos del captador y acumulador para el sistema con tubo de vacío

DATOS CAPTADOR SOLAR	
Ángulo Inclinación	5°
CAPTADOR	
Captador Comercial	Si
Marca y Modelo	CPC 12
Superficie por unidad de captador (m ²)	1.89
NÚMERO DE CAPTADORES	5
Superficie total de captadores (m ²)	9.45
Factor Ef. Óptica	0.7190
Coeficiente Perdidas.	0.9300
Factor Ef. Óptica Corregido	0.6557
Coeficiente Perdidas Corregido	0.0009
ACUMULADOR	
Orientativo-> (dm ³)	709
VOLUMEN SELECCIONADO (dm)	750
Relación V/Sc	79

Nota: Fuente Elaboración propia.

Con estos datos procedemos a calcular cada uno de los valores establecidos con las ecuaciones utilizadas para el colector de placa plana, que para el sistema solar térmico utilizando tubos de vacío se obtienen los siguientes resultados se exponen a continuación:

Tabla 68. Valores calculados de demanda ACS, Calefacción, Energía Absorbida e Irradiante

MES	TAF (°C)	Demes ACS (kWh)	Demes CALEF. (kWh)	Elmes (kWh/m²)	EAmes (kWh)
Ene	11.60	696.85	280.24	156.20	967.93
Feb	11.90	625.51	253.12	131.22	813.12
Mar	11.80	693.97	280.24	148.18	918.22
Abr	11.80	671.59	271.20	133.18	825.28
May	11.90	692.53	280.24	145.24	899.99
Jun	12.10	667.41	271.20	135.07	836.99
Jul	11.80	693.97	280.24	166.29	1030.42
Ago	12.20	688.21	280.24	166.18	1029.75
Sep	11.80	671.59	271.20	146.70	909.05
Oct	11.60	696.85	280.24	164.38	1018.59
Nov	11.50	675.77	271.20	157.28	974.63
Dic	11.50	698.29	280.24	162.53	1007.12
AÑO	11.79	8172.55	3299.60	1812.45	11231.07

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 69. Cálculo de D1 y D2 para establecer la fracción de carga calorífica mensual aportada por el sistema solar térmico

MES	D1	TAMB (°C)	Δt	K1	K2	EPmes (kWh)	D2	f (teórica)	f (real)
Ene	0.99	13.60	744	0.99	0.83	441.11	0.45	77%	77%
Feb	0.93	13.90	672	0.99	0.84	400.98	0.46	73%	73%
Mar	0.94	13.80	744	0.99	0.84	443.00	0.45	74%	74%
Abr	0.88	13.80	720	0.99	0.84	428.71	0.45	70%	70%
May	0.93	13.90	744	0.99	0.84	443.94	0.46	73%	73%
Jun	0.89	14.10	720	0.99	0.85	431.44	0.46	71%	71%
Jul	1.06	13.80	744	0.99	0.84	443.00	0.45	81%	81%
Ago	1.06	14.20	744	0.99	0.85	446.77	0.46	81%	81%
Sep	0.96	13.80	720	0.99	0.84	428.71	0.45	75%	75%
Oct	1.04	13.60	744	0.99	0.83	441.11	0.45	80%	80%
Nov	1.03	13.50	720	0.99	0.83	425.97	0.45	79%	79%
Dic	1.03	13.50	744	0.99	0.83	440.17	0.45	79%	79%
AÑO	1.37	13.79	8760	-	-	5214.89	0.45	-	-

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 70. Valores calculados de Energía útil, rendimiento, producción unitaria por superficie y por captador; aporte auxiliar del sistema solar térmico

MES	EUmes (kWh)	η mensual instalación	Producción Solar Unitaria (kWh/m ²)	Producción Solar Unitaria por Captador (kWh/m ²)	APORTE AUXILIAR (kWh)
Ene	753.19	51%	79.70	15.94	223.90
Feb	641.58	52%	67.89	13.58	237.06
Mar	721.92	52%	76.39	15.28	252.30
Abr	658.30	52%	69.66	13.93	284.49
May	710.16	52%	75.15	15.03	262.61
Jun	665.02	52%	70.37	14.07	273.58
Jul	789.64	50%	83.56	16.71	184.58
Ago	787.72	50%	83.36	16.67	180.74
Sep	711.32	51%	75.27	15.05	231.47
Oct	783.46	50%	82.91	16.58	193.63
Nov	751.99	51%	79.58	15.92	194.98
Dic	777.05	51%	82.23	16.45	201.48
AÑO	8751.34	51%	926.07	185.21	2720.81

Nota: Fuente Elaboración propia.

Por último, el factor solar (F) para toda la instalación para el caso de tubos de vacío es de 76.28%.

De manera resumida podemos establecer que para los dos tipos de colectores solares térmicos empleados en los cálculos, el de mayores prestaciones presenta es el de tubos de vacío para la tipología del caso en estudio.

Tabla 71. Comparativa del sistema solar térmico con placa plana y tubo de vacío

COMPARATIVA ANUAL DE L SISTEMA SOLAR TÉRMICO		
CÓMPUTO ANUAL	COLECTOR PLACA PLANA GM 21	COLECTOR TUBO DE VACIO CPC12
DEMANDA (kWh)	8,172.55	8,172.55
ÁREA ÚTIL DE CAPTACIÓN SOLAR (m ²)	10.10	9.45
ENERGÍA SOLAR ÚTIL (kWh)	8,987.69	8,751.34
Producción Solar Unitaria por Captador (kWh/m ²)	177.97	185.21
η anual instalación (%)	49%	51%

Nota: Fuente Elaboración propia.

3.4.11. Dimensionamiento del acumulador de ACS

Para el dimensionamiento del acumulador, el cual tendrá la función de abastecer tanto a la demanda de ACS y Calefacción con los aportes auxiliares establecidos en el punto 3.4.10, para la selección del mismo se ha considerado el volumen necesario para abastecer la demanda total diaria de la vivienda de 5 personas y en cumplimiento de la norma CTE – HE 4, la cual establece que la relación Volumen/ superficie de captación total deberá encontrarse en el rango de $50 < V/Sc < 180$, por lo que para nuestro caso de estudio se ha seleccionado el valor de 75.

Con ello, se ha calculado un volumen de 750dm^3 , mismo que para ser suplido y considerando los valores típicos comerciales en el mercado, el cual cumpla con estos requisitos ha sido el Termicol ATK S2 de 750l cuyas características y prestaciones son las siguientes

Tabla 72. Selección del Acumulador para abastecer los 750l

ACUMULADOR VERTICAL VITRIFICADO ATK S2	
Sup. de intercambio Sinf (m ²)	2,92
Sup de intercambio Ssup (m ²)	1,46
Peso (kg)	310
Diámetro (D mm)	1010
Altura (A mm)	2070
Pmax (bar) / Tmax (°C)	10/95
Capacidad (litros)	750
Boca de inspección	5"
Protección Exterior	Poliuretano flexible y polipiel
Garantía (años)	5

Nota: Fuente Termicol.

3.4.12. Cálculo del grado de cobertura de la demanda térmica

Una vez establecidos los valores de cobertura mensual para la instalación del sistema solar térmico en el apartado 3.20.1, cuyos valores se presentan a continuación, se hace evidente e indispensable el contar con el sistema auxiliar como apoyo a la demanda de la vivienda de 5 habitantes.

Tabla 73. Cobertura de la Demanda con el Sistema Solar Térmico de Placa Plana

MES	f (real)	Diferencia
Ene	79%	21 %
Feb	75%	25 %
Mar	76%	24 %
Abr	71%	29 %
May	75%	25 %
Jun	72%	28 %
Jul	83%	17 %
Ago	84%	16 %
Sep	77%	23 %
Oct	83%	17 %
Nov	82%	18 %
Dic	82%	18 %
Colector: TERMICOL G21M		Sistema auxiliar

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 74. Cobertura de la Demanda con el Sistema Solar Térmico de Tubos de Vacío

MES	f (real)	Diferencia
Ene	77%	23%
Feb	73%	27%
Mar	74%	26%
Abr	70%	30%
May	73%	27%
Jun	71%	29%
Jul	81%	19%
Ago	81%	19%
Sep	75%	25%
Oct	80%	20%
Nov	79%	21%
Dic	79%	21%
Colector: SOLARBAYER CPC 12		Sistema auxiliar

Nota: Fuente Elaboración propia.

Para los dos casos analizados, por un lado, con el colector de placa plana TERMICOL GOLD G 21M y por otro el colector de tubo vacío CPC 12 y considerando que únicamente se tiene 11m² para la implementación de este sistema en las azoteas de la comunidad, vemos que para los dos casos se requiere complementar con un sistema auxiliar que permitirá satisfacer la demanda en horas pico de uso para cada vivienda.

3.4.13. Memoria descriptiva, solución adoptada, cálculos justificativos, equipos instalados

Con el objetivo de determinar los cálculos necesarios para el dimensionamiento del presente estudio se ha seguido el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura para el dimensionamiento de Instalaciones de Energía Solar Térmica” proporcionada por el “Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía” (IDAE), cuya finalidad es establecer las condiciones técnicas a considerar para el desarrollo de instalaciones de Energía Solar Térmica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.

De entre los diversos métodos de cálculo existentes, deberá adoptarse el método más adecuado a las características de la instalación del caso en estudio. Su tamaño y complejidad del sistema será determinante para establecer el mejor método para la definición de las bases de cálculo y por otro lado, considerar todos sus componentes y a la vez poder simular el comportamiento energético de la misma a cierto nivel de detalle.

El análisis sistemático establecido por la IDAE se enmarca en la identificación de las variables adimensionales para el sistema de calentamiento solar y utilizar la simulación de funcionamiento establecido en este documento, para dimensionar las correlaciones entre las variables y el rendimiento medio del sistema para un extendido periodo de tiempo.

La ecuación utilizada para la fracción solar anual es la siguiente:

$$f = 1.029D_1 - 0.065D_2 - 0.245D_1^2 + 0.0018D_2^2 + 0.0215D_1^3 \quad (16)$$

Los pasos que deberá seguirse en el cálculo es la siguiente:

1. Valoración de las cargas caloríficas para el calentamiento de agua destinada a la producción de ACS o calefacción.
2. Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada del captador o captadores.
3. Cálculo del parámetro $D1$.
4. Cálculo del parámetro $D2$.
5. Determinación de la gráfica de f .
6. Valoración de la cobertura solar mensual.
7. Valoración de la cobertura solar anual y formación de tablas.

Las cargas caloríficas determinan la cantidad de calor necesaria mensual para calentar el agua destinada al consumo doméstico, calculándose mediante la siguiente expresión.

$$Q_a = C_c CN(t_{ac} - t_r) \quad (17)$$

Donde:

$$Q_a = \text{Carga calorífica mensual de calentamiento de ACS} \left(\frac{J}{\text{mes}} \right)$$

C_c = Calor específico (para el agua $4187 \frac{J}{kg \cdot ^\circ C}$)

C = Consumo diario de ACS ($\frac{kg}{día}$)

t_{ac} = Temperatura de agua caliente de acumulación ($^\circ C$)

t_r = Temperatura de agua de red ($^\circ C$)

N = Número de días del mes

El parámetro D_1 expresa la relación entre la energía absorbida por la placa del captador plano y la carga calorífica total de calentamiento durante un mes:

$$D_1 = \frac{\text{Energía absorbida por el captador}}{\text{Carga calorífica mensual}} \quad (18)$$

La energía absorbida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_a = S_c \cdot F'_r(\tau\alpha) \cdot R_1 \cdot N \quad (19)$$

Donde:

S_c = Superficie del captador (m^2)

R_1 = Radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área ($\frac{kJ}{m^2}$)

N = Número de días del mes

$F'_r(\tau\alpha)$ = Factor adimensional, que viene dado por la siguiente expresión:

Donde:

$$F'_r(\tau\alpha) = F_r(\tau\alpha)_n \cdot \frac{\overline{\tau\alpha}}{(\tau\alpha)_n} \cdot \left(\frac{F'_r}{F_r}\right)$$

$F_r(\tau\alpha)_n$ = Factor de eficiencia óptica del captador, es decir ordenada en el origen de la curva característica del captador.

$\frac{\overline{\tau\alpha}}{(\tau\alpha)_n}$ = Modificador del ángulo de incidencia. En general se puede tomar como constante 0.96

$\left(\frac{F'_r}{F_r}\right)$ = Factor de corrección conjunto captador – intercambiador. Se recomienda usar 0.95

El parámetro D_2 expresa la relación entre las pérdidas de energía en el captador, para una determinada temperatura, y la carga calorífica de calentamiento durante un mes:

$$D_2 = \frac{\text{Energía perdida por el captador}}{\text{Carga calorífica mensual}} \quad (20)$$

La energía perdida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_p = S_c \cdot F'_r U_L (100 - t_a) \cdot \Delta t \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (21)$$

Donde:

S_c = Superficie del captador (m^2)

$$F'_r U_L = F_r U_L \left(\frac{F'_r}{F_r} \right)$$

Donde:

$F_r U_L$ = Pendiente de la curva característica del captador
(coefic. global pérdidas captador).

t_a = Temperatura media mensual del ambiente durante horas diurnas

Δt = Periodo de tiempo considerado en segundos (s)

K_1 = Factor de corrección por almacenamiento, obtenida a partir siguiente ecuación:

Donde:

$$K_1 = \left[\frac{\text{kg acumulación}}{(75 \cdot S_c)} \right]^{-0.25} \quad (22)$$

$$37.5 < \frac{\text{(kg acumulación)}}{\text{(m}^2 \text{ captación)}} < 300$$

K_2 = Factor de corrección para ACS, relaciona la temp mínima de ACS, la del agua de red y la media mensual ambiente, dado por la siguiente expresión:

$$K_2 = \frac{11.6 + 1.18 t_{ac} + 3.86 t_r - 2.32 t_a}{(100 - t_a)} \quad (23)$$

Donde:

t_{ac} = Temperatura de agua caliente de acumulación ($^{\circ}C$)

t_r = Temperaturade agua de red ($^{\circ}C$)

t_a = Temperatura media mensual del ambiente durante horas diurnas

Una vez obtenido D1 y D2 aplicando la ecuación inicial se calcula la fracción de la carga calorífica mensual aportada por el sistema de energía solar.

De esta forma, la energía útil captada por Q_u , tiene un valor:

$$Q_a = \text{Carga calorífica mensual de calentamiento de ACS}$$

Mediante igual proceso operativo que el desarrollado para un mes, se operará para todos los meses del año. La radiación entre la suma de las coberturas mensuales y la suma de las cargas caloríficas o necesidades mensuales de calor determinará la cobertura anual del sistema.

$$\text{Cobertura solar anual} = \sum_{u=1}^{u=12} Q_u / \sum_{u=1}^{u=12} Q_a \quad (24)$$

Una vez se han aplicado las fórmulas previamente detalladas se determinó que para satisfacer las demandas de las instalaciones se utilizarán 5 captadores solares marca y modelo TERMICOL GOLD G21M, los cuales ocupan una superficie total de 10.10 m² y proveen de una Producción Solar Unitaria por captador de 178 kWh/m² conforme se muestra en la Figura 46 y 47.

Figura 46: Datos del Captador Solar de Placa Plana y Acumulador

DATOS CAPTADOR SOLAR	
Ángulo Inclinación	
Personalizada...	5 °
CAPTADOR	
Captador Comercial	Si
Marca y Modelo	TERMICOL GOLD G21M
Su	2.02 m ²
NÚMERO DE CAPTADORES	5
Sc	10.10 m ²
Factor Ef. Optica	0.7920
Coef. Perd.	3.3210
Factor Ef. Optica Corregido	0.7223
Coef. Perd. Corregido	0.0032
ACUMULADOR	
Orientativo->	758 dm ³
VOLUMEN SELECCIONADO	750 dm ³
Relación V/Sc	74

CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA	
60%	
FACTOR SOLAR CALCULADO 78.34%	

CÁLCULO NÚMERO DE CAPTADORES	
Según CTE - HE 4	
(50 < V/Sc < 180)	75
	V/Sc

Nota: Fuente Elaboración propia.

Dando como resultado un factor solar del 78.34% el cuál se obtuvo de la diferencia entre el Total de la Energía Utilizada al mes (EUMes) y la Suma del Total de Demandas de ACS y Calefacción.

Una vez obtenido el EUMes a partir de este la Energía de Irradiancia al día (Eldía) y la Superficie de los captadores (Sc) se puede determinar la Eficiencia Anual de la instalación el cuál ha dado un promedio anual de 49.1% así como se muestra en la Figura 47.

Figura 47: Cómputo Anual de la Instalación con Colectores de Placa Plana

COMPUTO ANUAL	
DEMANDA	11.472 kWh
ENERGÍA SOLAR ÚTIL	8.988 kWh
Producción Solar Unitaria por Captador	178,0 kWh/m ²
η anual instalación	49,1%

Nota: Fuente Elaboración propia.

Realizamos el mismo procedimiento de cálculo con los colectores de tubo de vacío seleccionados, con la finalidad de comparar la energía aportada y el rendimiento obtenido con cada tipo de captador.

Figura 48: Datos del Captador Solar de Tubos de Vacío y Acumulador

DATOS CAPTADOR SOLAR	
Ángulo Inclinación	
Personalizada...	5 °
CAPTADOR	
Captador Comercial	Si
Marca y Modelo	CPC 12
Su	1.89 m ²
NÚMERO DE CAPTADORES	5
Sc	9.45 m ²
Factor Ef. Optica	0.7190
Coef. Perd.	0.9300
Factor Ef. Optica Corregido	0.6557
Coef. Perd. Corregido	0.0009
ACUMULADOR	
Orientativo->	709 dm ³
VOLUMEN SELECCIONADO	750 dm ³
Relación V/Sc	79

CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA	
60%	
FACTOR SOLAR CALCULADO 76.28%	

CÁLCULAR NÚMERO DE CAPTADORES	
Según CTE - HE 4	
(50 < V/Sc < 180)	75
	V/Sc

Nota: Fuente Elaboración propia.

Figura 49: Cómputo Anual de la Instalación con Colectores de Tubos de Vacío

COMPUTO ANUAL	
DEMANDA	11,472 kWh
ENERGÍA SOLAR ÚTIL	8,751 kWh
Producción Solar Unitaria por Captador	185.2 kWh/m ²
η anual instalación	51.2%

Nota: Fuente Elaboración propia.

3.4.14. Presupuesto preliminar de ejecución de la instalación solar térmica

Preliminarmente, considerando que el costo de instalación promedio de un sistema de colectores solares de tipo Placa Plana a pequeña escala sobre la cubierta de una vivienda es de 650 \$/m², y que el área aprovechable para el tipo de vivienda analizada es de 11m², se tendría un costo aproximado de \$7,150 en este tipo de sistema.

Mientras que, para un sistema basado en colectores de Tubos de Vacío, el valor promedio es de 1000 \$/m², por lo que instalarlo en la misma área aprovechable costaría alrededor de \$11,000.

El costo de la instalación para cada tipo de vivienda y para todo el conjunto, en base a los parámetros antes mencionados, tanto para colectores de placa plana como tubos de vacío, es el siguiente:

Tabla 75. Presupuesto referencial Total del Sistema Solar Térmico con Colectores de Placa Plana y Tubos de Vacío en base a tarifas estándar de instalación

Tipo vivienda	Área disponible para colectores	Habitantes	Precio Sistema Colector Placa Plana	Precio Sistema Colector Tubos de Vacío	Cant. Viviendas	Precio Total Colect. Placa Plana	Precio Total Colect. Tubos de Vacío
m ²	m ²		\$	\$		\$	\$
110	11	5	7,150.00	11,000.00	20	143,000.00	220,000.00
90	9	4	5,850.00	9,000.00	35	204,750.00	315,000.00
70	7	3	4,550.00	7,000.00	30	136,500.00	210,000.00
50	5	2	3,250.00	5,000.00	15	48,750.00	75,000.00
						533,000.00	820,000.00

Nota: Fuente Elaboración propia.

Detallando estos presupuestos un poco más, en base a precios obtenidos de catálogos de productos que contenían valores referenciales y de otros valores consultados en casas comerciales locales, se puede hacer una valoración general de las instalaciones propuestas, tanto para el caso de colectores de tipo placa plana como de tubo de vacío, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 76. Presupuesto referencial Sistema Solar Térmico con Colectores de Placa Plana

Descripción	Marca	Modelo	Und.	Cant.	Costo Unitario \$	Costo Total \$
Colector Solar <i>Placa plana</i>	TERMICOL	G21M	u	5	600.00	3,000.00
Acumulador	TERMICOL	ATK 750 S2	u	1	3,000.00	3,000.00
Bomba Circuladora Simple			u	1	200.00	200.00
Tubería PVC 1/2" x 3 mts			u	6	3.50	21.00
Accesorios: válvulas, codos, uniones, etc.			glb	1	200.00	200.00
Mano de Obra Instalación			glb	1	500.00	500.00
Subtotal						6,921.00
IVA 12%						830.52
TOTAL						7,751.52

Nota: Fuente Elaboración propia.

Recordando que el área útil obtenida con los 5 captadores de placa plana TERMICOL G21M es de 10.10m², el costo aproximado de esta instalación sería de 768 USD/m².

Tabla 77. Presupuesto referencial Sistema Solar Térmico con Colectores de Tubos de Vacío

Descripción	Marca	Modelo	Und.	Cant.	Costo Unitario \$	Costo Total \$
Colector Solar <i>Tubos de Vacío</i>	SOLAR BAYER	CPC 12	u	5	1,250.00	6,250.00
Acumulador	TERMICOL	ATK 750 S2	u	1	3,000.00	3,000.00
Bomba Circuladora Simple			u	1	200.00	200.00
Tubería PVC 1/2" x 3 mts			u	6	3.50	21.00
Accesorios: válvulas, codos, uniones, etc.			glb	1	200.00	200.00
Mano de Obra Instalación			glb	1	500.00	500.00
Subtotal						10,171.00
IVA 12%						1,220.52
TOTAL						11,391.52

Nota: Fuente Elaboración propia.

El área útil proporcionada por los 5 colectores solares de tubos de vacío marca SOLARBAYER CPC 12 es de 9.45 m², por lo tanto, el costo aproximado de la instalación está alrededor de 1,205 USD/m².

Finalmente, si aproximamos estos valores al resto de viviendas, extrapolando los valores obtenidos y tomando en cuenta el número de habitantes, tamaño de las viviendas, y cantidad de estas, obtenemos los siguientes resultados:

Tabla 78. Presupuesto Sistema Solar Térmico en todas las viviendas en base a presupuestos referenciales

Tipo vivienda m ²	Habitantes	Precio Sistema Colector Placa Plana \$	Precio Sistema Colector Tubos de Vacío \$	Cant. Viviendas	Precio TOTAL Sistema Colector Placa Plana \$	Precio TOTAL Sistema Colector Tubos de Vacío \$
110	5	7,751.52	11,391.52	20	155,030.40	227,830.40
90	4	6,201.22	9,113.02	35	217,042.56	318,962.56
70	3	4,650.91	6,834.51	30	139,527.36	205,047.36
50	2	3,100.61	4,556.61	15	46,509.12	68,349.12
					558,109.44	820,189.44

Nota: Fuente Elaboración propia.

Otro punto por considerar, en relación con los altos costos obtenidos, es el valor de demanda de ACS que se utilizó desde un inicio para el dimensionamiento de la demanda térmica requerida.

Se optó por el valor de 80 litros diarios por persona en base a la Norma Técnica Ecuatoriana para “Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar para uso Sanitario en Ecuador”. Este valor repercute directamente en la demanda térmica calculada.

La estimación del costo de las instalaciones para los otros tipos de viviendas se lo realizó en función del número de habitantes que es la variable que incide en mayor proporción sobre la demanda energética pues está ligada directamente a la demanda de ACS. Y en el presente estudio, la cobertura obtenida podría satisfacer el 100% de la demanda térmica de ACS, si no se tomara en cuenta la demanda de calefacción.

3.4.15. Cálculo del tiempo de retorno simple de la inversión

En el análisis financiero preliminar del sistema solar térmico, se ha tomado varios escenarios partiendo de datos de entrada similares para todos ellos.

En lo que respecta a la tarifa de GLP, traspasando su costo a USD/kWh, se obtienen valores de 8.79 para el producto subsidiado y 103.40 para el no subsidiado.

Asumiremos que el GLP que se utilizará será el que no cuenta con la subvención estatal y no se estimarán incrementos en los valores que componen el análisis.

Se presenta inicialmente el cálculo para una vivienda tipo de 5 habitantes y 110m². Posteriormente se extrapolará a todo el conjunto de viviendas.

Tabla 79. Tarifas y Producción consideradas para análisis de rentabilidad con el sistema de colectores de placa plana

		Ahorro GLP Subs. (\$/año)	Ahorro GLP sin Subs. (\$/año)	Gasto GLP Subs. (\$/año)	Gasto GLP sin Subs. (\$/año)
Tarifa GLP Doméstico (\$/MWh)	8.79				
Tarifa GLP Industrial (\$/MWh)	103.40				
Producción Térmica Solar (MWh/año)	8.99	79.02	929.57		
Producción Térmica Aux. (MWh/año)	2.49			21.89	257.47

Nota: Fuente Elaboración propia.

El ahorro que proporciona la implementación del sistema solar térmico en función del GLP no subsidiado que se deja de consumir es de 929.57 \$/año, sin embargo, para obtener el ahorro neto deberíamos restar de este valor los costos asociados al mantenimiento del sistema, que se lo ha estimado en 50 \$/año, y el gasto de GLP no subsidiado en el cual se incurriría para el funcionamiento del sistema auxiliar, el cual se ha calculado en 257.47 \$/año.

Establecidos estos valores, el retorno simple de la inversión viene a ser el cociente de la inversión inicial de \$7,150 entre el ahorro neto de \$622.10 por año, obteniendo un resultado de 11.5 años para el sistema basado en colectores de placa plana.

De igual forma estimamos el tiempo de retorno simple en el caso de utilizar el sistema basado en colectores de tubos de vacío cuyo costo estándar de instalación es de \$11,000 y el ahorro proporcionado varía respecto del sistema anterior en función de la producción que otorgará, y por consiguiente habrá también una variación en el consumo del sistema auxiliar.

Tabla 80. Tarifas y Producción consideradas para análisis de rentabilidad con el sistema de colectores de tubos de vacío

		Ahorro GLP Subs. (\$/año)	Ahorro GLP sin Subs. (\$/año)	Gasto GLP Subs. (\$/año)	Gasto GLP sin Subs. (\$/año)
Tarifa GLP Doméstico (\$/MWh)	8.79				
Tarifa GLP Industrial (\$/MWh)	103.40				
Producción Térmica Solar (MWh/año)	8.75	76.91	904.75		
Producción Térmica Aux. (MWh/año)	2.72			23.91	281.25

Nota: Fuente Elaboración propia.

El ahorro neto, descontando el mismo costo de mantenimiento de 50 \$/año y el gasto de GLP del sistema auxiliar para la instalación de colectores de tubo de vacío, se calcula en 573.50

\$/año. Aplicando el criterio de cálculo del retorno simple de la inversión se obtiene como resultado 19.2 años para este tipo de sistema en las condiciones planteadas.

Tabla 81. Retorno simple de la inversión en Sistema de Colectores de Placa Plana vs. Tubos de Vacío. Sistema auxiliar con GLP no subsidiado

INVERSIÓN (\$)	AHORRO NETO (\$/año)	TIEMPO DE RETORNO (años)
SISTEMA DE COLECTORES DE PLACA PLANA		
7,150.00	622.10	11.5
SISTEMA DE COLECTORES DE TUBOS DE VACÍO		
11,000.00	573.50	19.2

Nota: Fuente Elaboración propia.

Una forma de acelerar el tiempo de retorno puede ser considerando que el sistema auxiliar usará el GLP subsidiado, basándose en un supuesto aceptable de que, al implementar un sistema renovable para obtención de ACS, el usuario accede al beneficio del GLP subsidiado para complementar su instalación.

En ese escenario, el consumo de GLP del sistema auxiliar se reduciría a 21.89 \$/año para el sistema de colectores de placa plana, y 23.91 \$/año para el sistema de colectores de tubos de vacío. En consecuencia, existirá un mayor ahorro en ambos casos con la disminución del tiempo de retorno.

Tabla 82. Retorno simple en Sistema de Colectores de Placa Plana vs. Tubos de Vacío. Sistema auxiliar con GLP subsidiado

INVERSIÓN (\$)	AHORRO NETO (\$/año)	TIEMPO DE RETORNO (años)
SISTEMA DE COLECTORES DE PLACA PLANA		
7,150.00	857.68	8.3
SISTEMA DE COLECTORES DE TUBOS DE VACÍO		
11,000.00	830.84	13.2

Nota: Fuente Elaboración propia.

4 PROPUESTA ALTERNATIVA PARA GENERACIÓN SOLAR TERMOELÉCTRICA

El propósito de este apartado es evaluar a breves rasgos una alternativa para producción eléctrica basada en energía solar térmica para compararla con el proyecto solar fotovoltaico inicial, determinando las posibles ventajas y limitaciones.

4.1. Cálculo del campo solar máximo que se podría instalar en la superficie disponible, y la potencia eléctrica de la turbina de vapor asociada al mismo.

Una alternativa a considerar para abastecer de energía eléctrica a la urbanización El Manantial, mediante el aprovechamiento del recurso solar es la implementación de una planta de generación con tecnología solar termoeléctrica cilindro-parabólica sin almacenamiento, para ello se asume que se posee con una superficie plana de aproximadamente 10Ha, próxima a la urbanización y con suministro constante de agua potable.

Dado que el potencial de generación de un campo solar depende directamente de la superficie disponible para captación y la eficiencia de los equipos, se ha determinado que, en plantas de generación solar termoeléctrica en operación, incluyendo todas las etapas, desde la captación hasta la transformación eléctrica, se pueden instalar aproximadamente 50MW en 150Ha.

A partir de esta relación, dimensionaremos la potencia a instalar del presente caso, para evitar por el momento ahondar en cálculos complejos que serían necesarios si el propósito fuera realizar un diseño detallado de la planta solar termoeléctrica, pero al tratarse de un análisis comparativo, manejaremos la relación descrita en el párrafo anterior.

Aplicando la relación directamente a nuestra área disponible de 10Ha, obtenemos que la potencia instalable es de 3333 kW ó 3.3 MW. Por lo que técnica y comercialmente se trabajará con una potencia efectiva de 3MW, el cual viene a ser la potencia nominal de la turbina de vapor requerida.

4.2. Cálculos de la producción

Para establecer los cálculos de producción utilizaremos la herramienta Visor de Datos NSRDB del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) donde podemos extraer algunas variables de radiación y meteorológicas, las cuales servirán como puntos de partida para establecer los cálculos de producción de la planta solar termoeléctrica.

En la siguiente tabla se muestran los valores extraídos del NSRDB, para las coordenadas del conjunto habitacional El Manantial:

Tabla 83. Cálculo de la producción anual semana 1

Producción Final de Potencia (kW)							
día	1	2	3	4	5	6	7
Mes							
1	1665.0	6802.5	10455.0	25365.0	23542.5	19350.0	21450.0
2	2482.5	24315.0	22402.5	17842.5	33180.0	31717.5	19515.0
3	19687.5	14107.5	24420.0	28515.0	16042.5	2850.0	5827.5
4	7222.5	8002.5	22717.5	17122.5	21022.5	19087.5	10860.0
5	11827.5	18285.0	7425.0	3142.5	12262.5	23700.0	9795.0
6	20047.5	14505.0	8947.5	31815.0	6720.0	30675.0	25635.0
7	17842.5	4380.0	19005.0	3630.0	9435.0	15735.0	10537.5
8	33787.5	33525.0	32977.5	32670.0	26872.5	17782.5	32887.5
9	9510.0	19282.5	12330.0	28297.5	21075.0	13095.0	25237.5
10	21712.5	24412.5	12495.0	4357.5	25477.5	25102.5	24247.5
11	32287.5	34672.5	35272.5	35392.5	22327.5	29857.5	18577.5
12	20865.0	6112.5	18037.5	16380.0	16875.0	12547.5	24075.0
Prod. Final Anual (kW)	198937.5	208402.5	226485.0	244530.0	234832.5	241500.0	228645.0

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 84. Cálculo de la producción anual semana 2

Producción Final de Potencia (kW)							
día	8	9	10	11	12	13	14
Mes							
1	30960.0	32092.5	29422.5	30045.0	30885.0	31237.5	28447.5
2	17557.5	19942.5	23272.5	33757.5	14902.5	21945.0	22012.5
3	13305.0	23227.5	11685.0	17692.5	21975.0	19455.0	5400.0
4	24870.0	9022.5	12570.0	2962.5	8625.0	11565.0	19192.5
5	18052.5	20272.5	26272.5	17070.0	6615.0	4815.0	6840.0
6	27982.5	20040.0	22455.0	26047.5	15172.5	23745.0	11040.0
7	18052.5	22500.0	18502.5	11992.5	26782.5	17175.0	20362.5
8	34087.5	29152.5	31912.5	31027.5	31912.5	33585.0	23047.5
9	18090.0	15210.0	11910.0	21937.5	22605.0	26610.0	26055.0
10	16972.5	26910.0	36000.0	29692.5	31920.0	23535.0	19417.5
11	29167.5	26557.5	22387.5	29797.5	24547.5	20880.0	9982.5
12	5422.5	11505.0	19672.5	20197.5	13635.0	17880.0	18292.5
Prod. Final Anual (kW)	254520.0	256432.5	266062.5	272220.0	249577.5	252427.5	210090.0

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 85. Cálculo de la producción anual semana 3

Producción Final de Potencia (kW)								
Mes \ día	15	16	17	18	19	20	21	22
1	30217.5	33675.0	33750.0	30502.5	33652.5	10387.5	6315.0	5062.5
2	22830.0	16357.5	30322.5	29370.0	14572.5	16245.0	11055.0	5610.0
3	19575.0	13545.0	8047.5	31582.5	31357.5	13125.0	28755.0	26182.5
4	6322.5	5362.5	14947.5	6315.0	19687.5	22050.0	16252.5	17962.5
5	31230.0	16432.5	25020.0	10177.5	19417.5	22185.0	21667.5	19080.0
6	27630.0	21637.5	19560.0	10050.0	14835.0	6247.5	15300.0	25395.0
7	20325.0	31845.0	17400.0	30645.0	20602.5	11370.0	18112.5	3007.5
8	19867.5	20692.5	27172.5	11482.5	19185.0	12052.5	5212.5	17077.5
9	4162.5	17805.0	21990.0	16350.0	6075.0	24015.0	26527.5	29692.5
10	23992.5	21382.5	15712.5	13860.0	14257.5	21045.0	13732.5	26925.0
11	6292.5	7057.5	16942.5	12502.5	9952.5	7005.0	10995.0	18262.5
12	20940.0	25507.5	5535.0	13845.0	19080.0	22192.5	17197.5	11790.0
Prod. Final Anual (kW)	233385	231300	236400	216682.5	222675	187920	191122.5	206047.5

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 86. Cálculo de la producción anual semana 4

Producción Final de Potencia (kW)									
Mes \ día	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	20632.5	19237.5	15637.5	14377.5	12097.5	16605.0	8032.5	12802.5	12180.0
2	12405.0	2617.5	14797.5	3000.0	6375.0	14317.5			
3	22672.5	24585.0	15082.5	19057.5	11902.5	13635.0	7807.5	6915.0	3562.5
4	15990.0	20002.5	7402.5	18090.0	12712.5	7597.5	16792.5	16455.0	
5	30150.0	26092.5	29602.5	23107.5	26325.0	25237.5	6900.0	5190.0	20737.5
6	8017.5	26820.0	13747.5	17797.5	24967.5	14827.5	17767.5	23565.0	
7	14640.0	16357.5	17700.0	26032.5	16297.5	31432.5	7710.0	15885.0	30262.5
8	29932.5	35167.5	30652.5	29707.5	24660.0	9180.0	6577.5	20527.5	21577.5
9	7057.5	9277.5	24847.5	17617.5	22500.0	21555.0	22800.0	13552.5	
10	15247.5	16537.5	22515.0	25912.5	8737.5	19695.0	25830.0	17235.0	20100.0
11	10530.0	16507.5	21510.0	22050.0	4575.0	20430.0	23917.5	27795.0	
12	20790.0	8445.0	9532.5	802.5	12247.5	9547.5	16042.5	14242.5	17842.5
Prod. Final Anual (kW)	208065	221647.5	223027.5	217552.5	183397.5	204060	160177.5	174165	126262.5

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 87. Cálculo de la producción anual

Producción Final (kW)					
Mes	Producción Final Anual (kW/año)	Producción Final Anual (MW/año)	Horas Útiles (h)	Producción Eléctrica (kWh/año)	Producción Eléctrica (MWh/año)
1	636,885				
2	504,720				
3	521,580				
4	418,785				
5	544,928				
6	572,993				
7	545,558				
8	765,953				
9	557,070				
10	644,970				
11	608,033				
12	467,078				
Producción Final Anual (kW)	6,788,550	6,789	2,263	5,770,268	5,770

Nota: Fuente Elaboración propia.

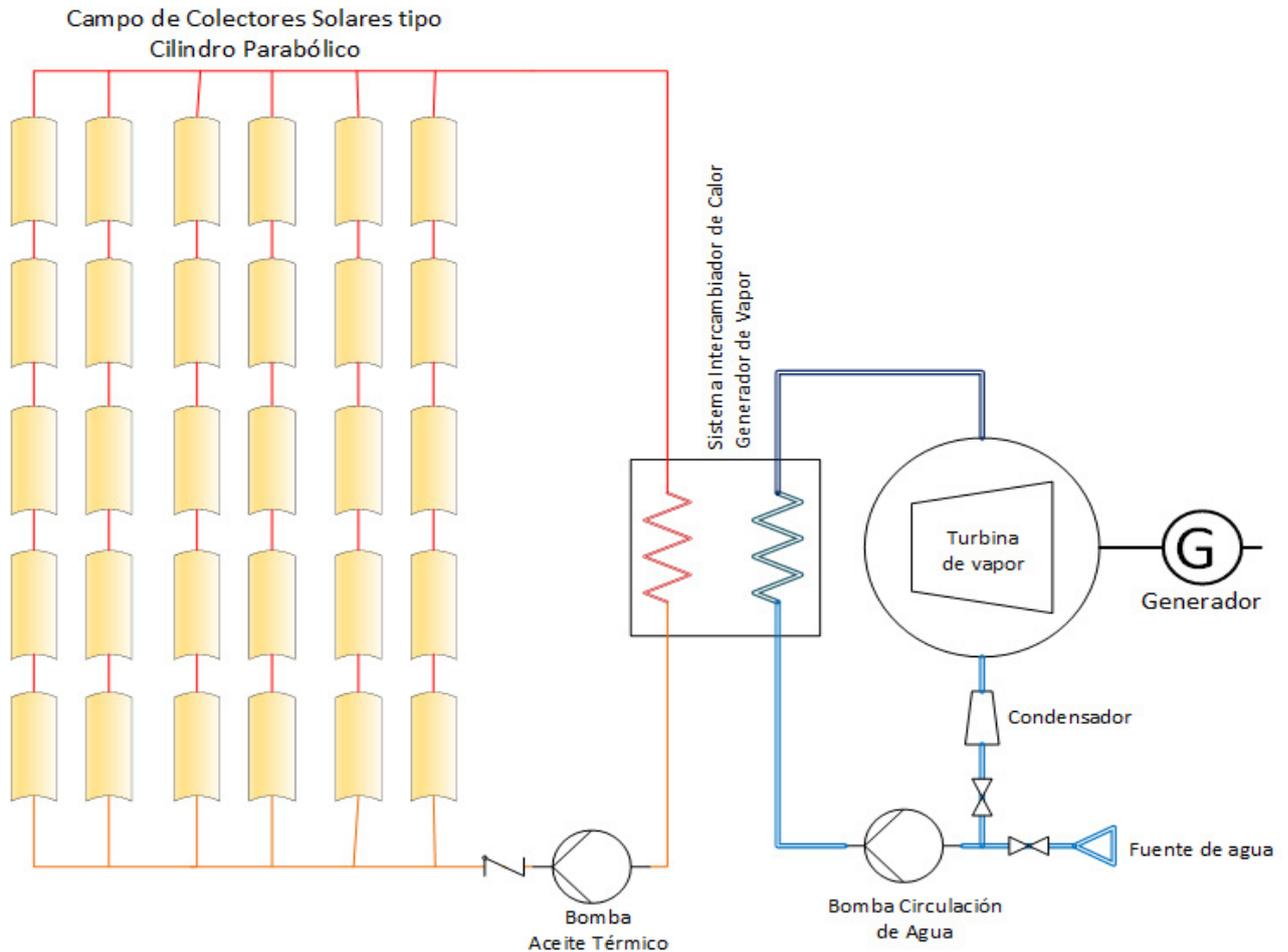
Para calcular el campo solar máximo que se podría instalar en las 10Ha disponibles se ha multiplicado los 3000 kW de potencia máxima de nuestra instalación, cuyo valor es la máxima potencia que se puede conseguir en este tipo de instalaciones; por las 2,263 horas útiles equivalentes brutas de radiación solar anual y por el factor de generación de 0.85 quitando los valores de autoconsumo consumidos por los diferentes componentes usados en la instalación.

$$\text{Producción Eléctrica} = 3000 \text{ kW} * 2263 \text{ h} * 0.85 \quad (25)$$

$$\text{Producción Eléctrica} = 5,770,268 \text{ kWh/año}$$

4.3. Esquema de principio de la instalación.

Figura 50: Esquema del Sistema Solar Termoeléctrico



Nota: Fuente Elaboración Propia.

El esquema de instalación propuesto comprende el circuito de colectores solares de cilindro parabólico que se encarga de calentar el fluido caloportador que circula por cada uno de ellos para luego ceder este calor en un sistema intercambiador que será capaz de elevar la temperatura del circuito de agua que recibe la energía térmica hasta llevarla a punto de vaporización.

El vapor generado a presión circulará hacia una turbina de vapor originándole un movimiento mecánico que se transmitirá a un generador. El vapor a la salida de la turbina se condensará para reincorporarse al circuito de agua y repetir el ciclo. El sistema contará con una fuente capaz de abastecer agua de forma permanente a la planta.

4.4. Precio de venta de la energía para obtener el mismo período de retorno que para la instalación fotovoltaica.

Recordemos que el sistema solar fotovoltaico previamente dimensionado permitía un período de retorno de la inversión de 5 años, bajo una estimación que incluía algunos rubros con variación anual constante y una subvención estatal por garantizar un determinado nivel de ahorro.

Sin embargo, el propósito del presente análisis requiere establecer el precio al que se debería vender la energía producida por la planta solar termoeléctrica para obtener un retorno de la inversión similar al de la planta fotovoltaica.

De tal modo tendremos algunos datos de entrada que se organizarán en costos e ingresos. El costo global de la instalación se ha establecido en 2,500 \$/kW, y dado que la potencia nominal máxima instalable es de 3,000 kW, este parámetro tendrá un valor de \$ 7,500,000.00.

También se incurrirán en costos de operación y mantenimiento, que se estima en \$126,000.00 anuales de acuerdo con el siguiente detalle:

Tabla 88. Cálculo de Salario Total del personal de la Planta Solar Termoeléctrica

Personal Mantenimiento			
Área	Cantidad	Salario Unitario (\$/año)	Salario Total (\$/año)
Sala de control	5	18,000.00	90,000.00
Campo	6	12,000.00	72,000.00
TOTAL:			162,000.00

Nota: Fuente Elaboración propia.

Otro costo para tomar en cuenta es el alquiler del terreno a ser ocupado por la planta solar termoeléctrica, el cual a razón de \$1,000.00 anuales por hectárea, equivaldría a \$ 10,000.00 al año, ya que la superficie prevista para las instalaciones es de 10Ha.

Tabla 89. Cálculo de Costos asociados a la planta solar termoeléctrica.

Costos			
Potencia Instalada (kW)	Inversión Inicial (\$)	O&M (\$/año)	Alquiler (\$/año)
3000	7,500,000.00	162,000.00	10,000.00

Nota: Fuente Elaboración propia.

Con estos parámetros establecidos queda por determinar los ingresos necesarios para que la planta solar termoeléctrica propuesta sea rentable en un período no mayor a 5 años.

Tabla 90. Cálculo de rentabilidad de la planta solar termoeléctrica

Determinación de Ingresos Necesarios			
Inversión Inicial (\$)	Periodo de Retorno (años)	Margen Bruto [Inv/PR] (\$/año)	Ingresos [MB+Costos] (\$/año)
7,500,000.00	5	1,500,000.00	1,672,000.00

Nota: Fuente Elaboración propia.

El período de retorno es el cociente del valor de la inversión inicial y el margen bruto generado por la planta, el cual viene determinado por la diferencia del valor de la energía vendida y los costos fijos anuales de alquiler del terreno y de operación y mantenimiento.

Por lo tanto, como se conoce el costo de la inversión inicial y la cantidad de años en los que se quiere recuperar la inversión, tenemos que el margen bruto anual debe ser al menos de \$ 1,500,000.00. Luego sumamos a este valor los costos de alquiler y de operación y mantenimiento para determinar cuál debe ser el ingreso anual que genere la planta, y ya que dicho ingreso será exclusivamente la venta de energía, estimamos la tarifa a la que se debe vender la misma por medio del cociente entre los ingresos necesarios y la energía producida, que arroja un valor de 290 \$/MWh.

Tabla 91. Cálculo de tarifa eléctrica de la planta solar termoeléctrica

Determinación de la tarifa de venta de energía		
Energía Producida Entregada (MWh/año)	Ingresos Necesarios (\$/año)	Precio [Ingresos/EP] (USD/MWh)
5,770.65	1,636,000.00	290

Nota: Fuente Elaboración propia.

4.5. Memoria descriptiva que incluya el desarrollo llevado a cabo y sus conclusiones en la energía solar termoeléctrica.

A más de la producción de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos, una alternativa viable en el presente estudio es el poder abastecer de energía eléctrica al conjunto habitacional El manantial, mediante el aprovechamiento de una planta con tecnología solar termoeléctrica cilindro-parabólica (CCP) sin almacenamiento, con la finalidad de aprovechar al máximo la radiación solar directa existente en la localidad, mismas que podrían contar con estructuras de seguimiento de un solo eje paralelo a su línea focal para seguir la trayectoria del sol durante las 24 horas del día.

La selección de este tipo de tecnología CCP, se debe a que en la actualidad son los sistemas más eficaces de entre las tecnologías de concentración solar para la producción de energía

eléctrica mismas que se basa en el ciclo termodinámico de Rankine. Con lo cual se establece que para temperaturas por sobre los 200°C su fluido de trabajo debería ser de aceites sintéticos.

Al establecer una planta solar termoeléctrica mediante uso de CCP sin almacenamiento para el caso de estudio, la misma estará conformada por el campo solar y su bloque de potencia como se indica en el numeral 4.3 del presente apartado.

Estos canales parabólicos tienen una ratio máxima de 30 y su temperatura de operación oscila de entre 200°C a 400°C, que para nuestro caso de estudio se tiene que abastecer una potencia de diseño de 3000 kWe.

Por otro lado, el bloque de potencia que se muestra en el numeral 4.3, cuyo principal componente lo constituye la turbina, donde mediante la transformación de la energía de vapor en energía mecánica se obtiene posteriormente energía eléctrica, la cual abastecerá la demanda del conjunto habitacional El Manantial.

Un factor impórtate en este tipo de instalaciones CCP es el agua, la misma que al estar sometida a altas temperaturas, inyecta grandes presiones hacia el interior de los tubos, para lo cual se hace necesario instalar robustos sistemas de tuberías, las cuales incrementaran los costos de operación como de inversión de la instalación.

Los costes del bloque de potencia suelen alcanzar valores de inversión de entre el 21% repartidos entre la turbina de vapor, el intercambiador de calor, los sistemas auxiliares y la obra civil, de ahí que la reducción de los costes para el campo solar se espera sean inferiores al del bloque de potencia, esto debido a la reducción de su peso con actuales tecnologías eficientes en el mercado en lo que respecta al material, espejos, tubos absorbedores de amplios rangos de mejora y optimización.

Por tanto, de las 10Ha destinadas a la implementación del sistema solar termoeléctrico para abastecer al conjunto habitacional el Manantial, se podrá cubrir una demanda de 5770 MWh, con una potencia de 6789 MW, lo cual permitirá abastecer al total de las 100 viviendas del conjunto habitacional durante el año.

Como conclusiones podemos citar las siguientes:

El estudio realizado es de gran utilidad para su implementación y optimización de la planta solar termoeléctrica mediante el aprovechamiento de tecnologías renovables.

La elección de la potencia estará directamente relacionada con la demanda a cubrir, cuyo valor alcanzado en potencia es 6789 MW.

El aprovechamiento de CCP, hoy en día constituye la más conveniente para la producción de electricidad, tanto a nivel de producción como a nivel de costes con una adecuada distribución del campo solar sobre el terreno con ligeros aumentos en la inversión inicial.

Comparada con la solar fotovoltaica, la termo solar ofrece mayor cobertura a diferencia de la primera, pero sus costes tendrían que evaluarse o estimarse con subvenciones para los años de retorno.

Los datos más relevantes de la implementación de energía eléctrica por medio del sistema fotovoltaico como del sistema solar termoeléctrico, se muestra en la Tabla 92.

Tabla 92. Comparativa entre sistema solar fotovoltaico y solar termoeléctrico

	Solar Fotovoltaica	Solar Termoeléctrica
Potencia Instalada (MW)	0.122	3.0
Producción (MWh/año)	187.6	6,789
Superficie utilizada (m²)	570	100,000
Horas eq. (h/año)	1,522	2,263
DNI (kW/m²)	1,742	1,455
Presupuesto Inst. (\$)	127,156	7,500,000
Costo Energía Prod. (\$/MWh)	105	290

Nota: Fuente Elaboración propia.

5 GESTIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO Y SOLAR TÉRMICO

5.1. Determinación del CAPEX de cada sistema considerando un contrato EPC y el desglose del presupuesto de ejecución del material con un máximo de 10 partidas

Para la determinación del CAPEX se considerará todos los productos y servicios que intervienen en el caso de estudio para los sistemas solar fotovoltaico y solar térmico (ACS y Calefacción) a implementarse en las viviendas de la urbanización El Manantial, las cuales actualmente cuentan con servicio de energía eléctrica convencional. Además, para ambos casos del presente estudio se considerará una vida útil de 30 años.

Sistema Fotovoltaico

De acuerdo con el análisis del CAPEX por partidas del Sistema Solar Fotovoltaico, sus principales rubros son:

- Paneles Solares.
- Estructuras de Soporte.
- Inversores.
- Contador de energía o equipo de medición.
- Tablero de protección para strings de paneles.
- Tablero de protección para salida en corriente alterna del inversor.
- Conductores (para AC/DC).
- Mano de Obra y herramientas de instalación.
- Pólizas de buen uso del anticipo.
- Pólizas de fiel cumplimiento.
- Pólizas de garantía técnica de los bienes.

En el caso de un contrato EPC (Engineering, Procurement and Construction), se englobará todas las obras a efectuarse, suministro de equipos, montaje e instalación hasta su comisionamiento por lo que el contrato estará regido en primera instancia por los kWp a instalarse en el conjunto habitacional el Manantial.

En función de la potencia pico a instalar, el costo final del proyecto fotovoltaico se aproximaría a \$1,031.44 USD/kWp según la valoración preliminar realizada en el apartado 3.7 del presente documento. La potencia pico a instalar se encuentra alrededor de 123 kWp, por lo que el valor del contrato EPC se puede aproximar a \$127,000.00.

Una forma de adjudicar la contratación puede ser solicitando a varios proveedores sus propuestas en base al precio referencial del kWp instalado, analizando algunos criterios técnicos, experiencia y precio ofertado, se elegiría la más conveniente desde el punto de vista técnico-económico, y supervisado por asesores jurídicos para la parte legal del contrato. Para el inicio de la obra se entregaría en calidad de anticipo el 50% del valor del contrato.

Como requisito para la firma del contrato se puede exigir que el constructor entregue algunas garantías que debe tramitar por su cuenta con una empresa aseguradora. Las principales vendrían a ser una garantía de buen uso del anticipo, una garantía de fiel cumplimiento de los trabajos a conformidad del contratante, y una garantía técnica de los dispositivos y equipos a emplearse, así como del buen funcionamiento de estos. Estas garantías permanecerán vigentes durante la etapa del DEVEX, CAPEX y OPEX, con opción a renovación evitando así posibles riesgos que se deriven en la ejecución de este tipo de tecnologías.

La empresa encargada del llevar el EPC será la responsable del levantamiento de la información técnica de la zona donde se va a implementar el sistema fotovoltaico, para lo cual corroborará los valores obtenidos de los cálculos del apartado 3.2 al 3.9, con los conseguidos en campo para poder establecer las características de cada uno de los rubros que conformará el CAPEX, así como los riesgos que tendrá que asumir hasta llegar al RtB (Ready to Build) y posteriormente su puesta en operación.

De inclinarse por un tipo de contrato EPC, lo que se busca es que la comunidad del Manantial, eviten el poder supervisar o gestionar la implementación del sistema fotovoltaico que en algunas veces incluye varios proveedores. Con este tipo de contrato una única empresa será la responsable de entregar todo el sistema debidamente funcionando al dueño del bien.

El éxito de un contrato por EPC para la implementación de un sistema fotovoltaico sería:

- Asegurar unos altos estándares en el tema de seguridad.
- Del programa establecido, ejecutarlo y cumplir con el mismo en los plazos establecidos para su terminación.
- Durante la instalación y comisionado de toda la instalación, controlar, integrar y mantener la calidad de su ejecución en todas las áreas y fases del proyecto.
- Garantizar que el proyecto en sí sea competitivo comparándolo con otros proveedores, al menor costo posible.

Por otro lado, si la comunidad prefiere ejecutar directamente el contrato destinando varias partidas para optimizar recursos y ubicando directamente a los proveedores para cada ítem, se desglosaría de forma general en partidas para la adquisición de los equipos y materiales

principales, contratación de dirección técnica y mano de obra que ejecutará los trabajos, e incluso una consultoría para implementar planes de salud y seguridad en el trabajo para el personal calificado y no calificado.

Con estas consideraciones, se han identificado las siguientes partidas para el sistema solar fotovoltaico:

Tabla 93. Desglose de partidas para implementación del Sistema Solar Fotovoltaico

1. Paneles Solares	\$ 44.528,00
184 Módulos fotovoltaicos marca TRINA SOLAR, TSM-DE21 670	
CAPEX	\$ 40.480,00
Margen de construcción y contingencias 10%	\$ 4.048,00
2. Estructuras de Soporte	\$ 15.180,00
184 Estructura de soporte para panel solar SOLARBLOC, autolastrado, hormigón, inclinación de 18°	
CAPEX	\$ 13.800,00
Margen de construcción y contingencias 10%	\$ 1.380,00
3. Inversor	\$ 43.537,03
8 Inversores FRONIUS Primo 15.0-1	
CAPEX	\$ 39.579,12
Margen de construcción y contingencias 10%	\$ 3.957,91
4. Contador de energía	\$ 1.056,00
8 Contadores de energía Eléctrica CIRWATT B 100	
CAPEX	\$ 960,00
Margen de construcción y contingencias 10%	\$ 96,00
5. Tablero de protección para strings de paneles	\$ 440,00
8 Tableros (Caja, riel din, 2 interruptores termomagnéticos de c.c, accesorios)	
CAPEX	\$ 400,00
Margen de construcción y contingencias 10%	\$ 40,00
6. Tablero de protección para salida en corriente alterna del inversor	\$ 290,40
8 Tableros (Caja, interruptor termomagnético 2P-63A, riel din, accesorios, etc.)	
CAPEX	\$ 264,00

Continuación Desglose de partidas para implementación del Sistema Solar Fotovoltaico	
Margen de construcción y contingencias 10%	\$ 26,40
7. Conductores	\$ 569,25
450m de Conductor de Cu. XLPE, 1kV, #10 AWG	
CAPEX	\$ 517,50
Margen de construcción y contingencias 10%	\$ 51,75
8. Mano de Obra	\$ 9.274,97
Provisión de Mano de Obra general para implementación y puesta en funcionamiento del sistema en su conjunto	
Salarios	\$ 5.499,00
Seguridad Social (Aporte global 20.6% del salario)	\$ 1.132,79
Alimentación	\$ 840,00
Movilización	\$ 960,00
Margen de construcción y contingencias 10%	\$ 843,18
9. Dirección de Obra	\$ 5.500,00
Dirección Técnica para implementación y puesta en funcionamiento del sistema en su conjunto	
CAPEX	\$ 5.000,00
Margen de construcción y contingencias 10%	\$ 500,00
10. Salud y Seguridad en el Trabajo	\$ 2.200,00
Consultoría para implementar, dar seguimiento y hacer cumplir un plan de Salud y Seguridad Ocupacional durante la ejecución de la obra	
CAPEX	\$ 2.000,00
Margen de construcción y contingencias 10%	\$ 200,00
CAPEX EJECUCIÓN DE LA OBRA	\$ 122.575,65
DEVEX	\$ 15.000,00
CAPEX TOTAL	\$ 137.575,65

Nota: Fuente Elaboración propia.

De la Tabla 93, podemos determinar que, para implementar el sistema solar fotovoltaico para el conjunto de las 100 viviendas de El Manantial, incluyendo el desarrollo a fase RtB, se requerirá alrededor de \$ 137,575.65 desglosado en 10 partidas dentro de las cuales se ha considerado un 10% adicional para contingencias y margen de construcción, sin tomar en cuenta algún tipo

de subvención al que podría aplicar la comunidad al tratarse de energía renovable con capacidad de inyección a la red eléctrica existente.

Sistema Solar Térmico

Para el caso del Sistema Solar Térmico en lo que se refiere a servicio de ACS y calefacción, se considera que la intención es contratar la instalación total de los 100 sistemas, es decir para todas las viviendas para El Manantial.

Previamente se determinó que el colector de placa plana ofrece una mejor relación en cuanto a costos y producción para el caso planteado, por lo cual se tomarán los valores obtenidos con este tipo de instalación del apartado 3.22.

Para el tipo de vivienda que se analizó a detalle se estimó que el costo global de instalación es de aproximadamente 768 USD/m². Al realizar una extrapolación del presupuesto por tipo de vivienda estudiado hacia el resto de las tipologías, y totalizando estos valores, se obtuvo un presupuesto total de USD 558,109.44 para las 100 viviendas.

Al realizar otro tipo de aproximación, en función del área útil provista por el tipo de colector seleccionado y el costo global de la instalación, calculado se alcanza un valor similar, como se indica en la Tabla 94.

Tabla 94. Cálculo de presupuesto para contrato EPC del Sistema Solar Térmico para ACS

Tipo de Vivienda (Número de habitantes)	Área Disponible por vivienda (m ²)	Área Total Col.: 2.15m ² Área Útil Col.: 2.02m ²		Cant. Viviendas	Presupuesto EPC a 768 USD/m ²
		Cant. Colectores por vivienda	Área Útil por Vivienda (m ²)		
5	11	5	10.10	20	\$ 155,136.00
4	9	4	8.08	35	\$ 217,190.40
3	7	3	6.06	30	\$ 139,622.40
2	5	2	4.04	15	\$ 46,540.80
PRESUPUESTO TOTAL					\$ 558,489.60

Nota: Fuente Elaboración propia.

Por lo cual se utilizará estos valores para la contratación total de la implementación de los sistemas solares térmicos para ACS y calefacción de las 100 viviendas de la urbanización.

Además de que el contratista debe entregar la totalidad de sistemas plenamente funcionales y operativos, deberá consignar una serie de garantías en favor del contratante, debido a los montos que se desembolsarán.

Tal como se planteó para el contrato EPC del sistema solar fotovoltaico, en este caso también se propone la entrega del 50% del monto contractual en calidad de anticipo para dar inicio a los trabajos, y del mismo modo se requerirá que el contratista adquiera pólizas de seguros como garantías en favor de la comunidad para buen uso del anticipo, fiel cumplimiento de los trabajos, y una garantía técnica de los equipos a instalarse.

Por lo que, al destinar las azoteas para la implementación del sistema solar térmico para el aprovechamiento de ACS y Calefacción, los principales ítems a considerar para el CAPEX serán:

- Captadores Solares de tipo Placa Plana.
- Acumulador de agua caliente sanitaria.
- Bomba circuladora simple.
- Tuberías del sistema.
- Accesorios.
- Mano de Obra.
- Pólizas de buen uso del anticipo.
- Pólizas de fiel cumplimiento.
- Pólizas de garantía técnica de los bienes.

Si la comunidad opta por administrar directamente los recursos, se puede clasificar el presupuesto de ejecución en las siguientes partidas para el sistema solar térmico (ACS y Calefacción):

Tabla 95. Desglose de partidas para implementación del Sistema Solar Térmico para ACS

1. Captadores o Colectores Solares	\$ 216.000,00
360 Colectores Solares de Placa plana TERMICOL G21M	
CAPEX	\$ 196.363,64
Margen de construcción y contingencias (10%)	\$ 19.636,36
2. Acumuladores ACS	
\$ 242.500,01	
20 x Acumulador de ACS ATK 750 S2	
65 x Acumulador de ACS ATK 500 S2	
15 x Acumulador de ACS ATK 300 S2	
CAPEX	\$ 220.454,55
Margen de construcción y contingencias (10%)	\$ 22.045,46
3. Bomba circuladora simple	
\$ 20.000,00	
100 Bombas circuladoras simples	
CAPEX	\$ 18.181,82
Margen de construcción y contingencias (10%)	\$ 1.818,18
4. Tuberías	
\$ 2.100,00	
600 x Tubo PVC 1/2" x 3 mts	
CAPEX	\$ 1.909,09
Margen de construcción y contingencias (10%)	\$ 190,91
5. Accesorios	
\$ 20.000,00	
Global (válvulas, codos, uniones, etc)	
CAPEX	\$ 18.181,82
Margen de construcción y contingencias (10%)	\$ 1.818,18
6. Mano de Obra	
\$ 33.406,00	
Mano de Obra general para implementación y puesta en funcionamiento del sistema en su conjunto	
Salarios	\$ 24.000,00
Seguridad Social (Aporte global 20.6% del salario)	\$ 4.869,09
Alimentación	\$ 700,00
Movilización	\$ 800,00
Margen de construcción y contingencias (10%)	\$ 3.036,91

Continuación Desglose de partidas para implementación del Sistema Solar Fotovoltaico	
7. Dirección Técnica	\$ 10.000,00
Dirección Técnica para implementación y puesta en funcionamiento de cada sistema	
CAPEX	\$ 9.090,91
Margen de construcción y contingencias (10%)	\$ 909,09
8. Salud y Seguridad en el Trabajo	\$ 2.000,00
Consultoría para implementar, dar seguimiento y hacer cumplir un plan de Salud y Seguridad Ocupacional durante la ejecución de la obra	
CAPEX	\$ 1.818,18
Margen de construcción y contingencias (10%)	\$ 181,82
CAPEX EJECUCIÓN DE LA OBRA	\$ 546.006,01

Nota: Fuente Elaboración propia.

Como se puede observar en la Tabla 95, el costo de implementar un sistema solar térmico para las 100 viviendas asciende a \$546,006.01, valor que se encuentra supeditado al consumo diario por habitante de cada vivienda y que podría desplazar en el largo plazo al consumo de GLP con la finalidad de optar por algún otro tipo de sistema auxiliar de tipo renovable.

Puesto que el mayor aprovechamiento del recurso solar comprende cuando la posición de sol se encuentra en su cenit, existirán periodos del día en que se tenga que proveer de un sistema auxiliar como complemento al sistema solar térmico.

En el presente caso se ha considerado que el sistema auxiliar o complementario no será provisto por la comunidad, sino que cada propietario optará por el de su preferencia, pues se asume que la mayoría ya cuentan con un sistema de ACS basado en tecnologías convencionales, y no será tomado en cuenta dentro del análisis del CAPEX.

Se puede observar que al realizar contratos tipo EPC, si bien se delega la responsabilidad total a un contratista, se tiene un menor margen de maniobra para optimizar los costos, por cuanto será este último quien a su conveniencia decida sobre el tipo, modelo y característica de los equipos y materiales a suministrar pudiendo originarse algún vicio oculto en su implementación y posterior ejecución.

Mientras que al administrar directamente los fondos y crear partidas para los elementos principales de cada sistema, se puede acceder a negociar directamente con importadores o fabricantes y de este modo obtener precios más bajos, así como evitar la consideración de garantías adicionales a las entregadas por los fabricantes en la determinación del precio global

de la obra. Sin embargo, este tipo de ejecución requiere de mayores esfuerzos administrativos y genera la posibilidad de retrasos si no se cuenta con la capacitación, experiencia e incluso contactos suficientes para llevar a cabo el proyecto.

5.2. Determinación del DEVEX para el sistema solar fotovoltaico

5.2.1. DEVEX según Contrato de desarrollo con fee a éxito considerando hitos para los pagos

Inicialmente, se han determinado y valorado algunos ítems aplicables al presente caso de estudio en su fase de desarrollo. Luego se estableció un orden de cumplimiento y los hitos más relevantes del proceso que pueden constituir puntos clave para obtener las remuneraciones parciales y total. A continuación, mencionamos dichos ítems.

Tabla 96. Gastos de Desarrollo para el Sistema Solar Fotovoltaico

Inspección y recopilación de datos	\$ 1,000.00
Software de diseño y licencias de Sistemas FV	\$ 1,000.00
Ingeniería básica, tramitación y analíticas (Elaboración de estudios)	\$ 6,000.00
Permisos EEQ-ARCONEL (Habilitación del SGDA)	\$ 1,000.00
Gastos de Representación	\$ 1,000.00
Contratos de arrendamiento (notarizados) de los propietarios para uso de cubiertas	\$ 1,000.00
Permisos municipales (Ornato)	\$ 1,000.00
Permisos municipales (Trabajos varios)	\$ 1,000.00
Licencia Ambiental	\$ 1,000.00
Imprevistos y Utilidad	\$ 1,000.00
Tiempo legalización (meses)	6
DEVEX TOTAL	\$ 15,000.00

Nota: Fuente Elaboración propia.

- **Inspección y recopilación de datos:** Consiste en realizar una visita al sitio para constatar la idoneidad de este en cuanto a características urbanísticas, climáticas, y otros factores relevantes que se puedan identificar. Se verificará también la disponibilidad del recurso acudiendo a diversas fuentes disponibles.
- **Elaboración de estudios:** En este punto se elaborará el diseño de ingeniería básica, con el objetivo de obtener la aprobación de la propuesta técnica por parte de la empresa distribuidora. Es el ítem de mayor peso económico.

- **Permisos EEQ-ARCONEL:** Posterior a la aprobación de los estudios, es necesario tramitar las autorizaciones de instalación y operación del sistema propuesto ante los organismos e instituciones competentes, como lo son la empresa distribuidora y el ente regulador.
- **Trámites y Gastos de Representación:** Se debe contar con los documentos que autoricen al presidente de la comunidad a actuar en representación legal de la misma en todos los trámites subsiguientes.
- **Contratos de arrendamiento con los propietarios para uso de cubiertas:** Como se ha mencionado ya en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se necesita de 17 cubiertas para la instalación de paneles. El propósito de este punto es tener un compromiso, incluso notariado, por parte de al menos 17 propietarios de dar en arrendamiento sus azoteas para la colocación de las estructuras de soporte y módulos fotovoltaicos, de modo que en la fase constructiva esto no represente un contratiempo.
- **Permisos municipales (Ornato):** Generalmente, en los GADs o municipios del país, se requiere un permiso del departamento de ornato que vela por la armonía urbanística del entorno.
- **Permisos municipales (Trabajos Varios):** Suele existir un departamento encargado de aprobar las edificaciones e incluso las modificaciones constructivas de viviendas existentes, aunque su proporción parezca menor, siempre es preferible subsanar estos permisos para evitar multas o paralizaciones de obras por parte del ayuntamiento.
- **Licencia ambiental:** Para garantizar que el Ministerio del Ambiente no considere que la obra propuesta genere impactos ambientales negativos, principalmente del tipo visual, ya que la instalación será libre de emisiones al medio ambiente y de carácter renovable.
- **Imprevistos:** Se ha valorado un ítem adicional por cualquier imprevisto que pudiera presentarse. Por ejemplo, que uno o varios propietarios que se hayan comprometido en dar en arriendo sus cubiertas vendan sus inmuebles, y que los nuevos dueños no estén de acuerdo en el uso de sus azoteas, obligaría a incurrir en nuevos trámites notariales para reponer los espacios perdidos. Otro caso podría ser la implementación de nuevos requisitos de cumplimiento obligatorio que no estaban previstos y se publiquen o exijan en el transcurso de la fase de desarrollo.

La valoración total de estos puntos da como resultado un DEVEX de \$15,000.00. Por tanto, debemos considerar que en el periodo considerado se debería gestionar cada uno de los hitos planteados por cuanto superado los 6 meses existirán documentos con tiempo de vigencia, al mismo tiempo que el mercado comercial variaría conforme el PBI del país.

Trasladando este presupuesto de gastos de desarrollo a un modelo de contrato con fee a éxito, se han establecido los siguientes hitos:

Tabla 97. Gastos de Desarrollo para el Sistema Solar Fotovoltaico (Hitos considerados)

Inspección y recopilación de datos Ingeniería básica, tramitación y analíticas (Elaboración y Aprobación de estudios)	\$ 7,500.00	HITO 1 50%	50%
Permisos EEQ-ARCONEL (Habilitación del SGDA)	\$ 1,950.00	HITO 2 13%	63%
Gastos de Representación Compromiso de arrendamiento (notarizados) de los propietarios para uso de cubiertas	\$ 1,500.00	HITO 3 10%	73%
Permisos municipales (Ornato) Permisos municipales (Trabajos varios)	\$ 1,500.00	HITO 4 10%	83%
Licencia Ambiental	\$ 1,500.00	HITO 5 10%	93%
Entrega Propuesta Completa < 6 (meses)	\$ 1,050.00	HITO 6 7%	100%
DEVEX TOTAL	\$ 15,000.00	100%	↑ Avance Acumulado

Nota: Fuente Elaboración propia.

5.2.2. DEVEX según Contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción de un proyecto fotovoltaico.

Para determinar el costo de desarrollo y promoción en base a tarifas reales en función de la potencia pico de diseño, se acudió a algunas fuentes de consulta, para obtener un valor promedio en nuestro medio y comparar con el desglose detallado en el punto anterior, el cual se aproxima a 122 USD/kWp.

Actualmente, no se cuenta con información precisa del costo de los diseños definitivos de los proyectos lanzados a licitación pública, pues en el nuevo modelo que aplica el Ecuador, se llega generalmente a la fase de prefactibilidad o factibilidad, dejando a consideración de los oferentes interesados la realización de estudios más detallados y su participación en las convocatorias realizadas.

Incluso desde la empresa privada, por lo general no son contratados para realizar únicamente estudios o diseños, sino que los clientes acuden con la intención de implementar los sistemas, por lo que la fase de estudios se integra de manera inmediata a la construcción, otorgándole un valor difícilmente ponderable en la totalidad del trabajo.

Sin embargo, entre los datos más relevantes que se pudo encontrar, se menciona que en 2018 en España se tenían precios en torno a los 70,000 EUR/MWp por un proyecto que haya alcanzado la fase RtB (Ortiz M, 2018). Alrededor de 80 USD/kWp con una tasa de conversión promedio de ese año, que se sitúa muy por debajo del DEVEX calculado para este estudio.

Se debe tener en cuenta que en España la tecnología ha alcanzado una madurez destacada en la región, no se diga en comparación con el Ecuador, esto sumado a la masificación de este tipo de instalaciones ayuda a la disminución de costos tanto en fase de desarrollo como de construcción.

A pesar de existir en el país, la Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021 referente a “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, la cual proporciona los lineamientos en cuanto a los trámites a seguir con la distribuidora para solicitar un punto de conexión, esta deja de lado el involucramiento en los costos, tipos de equipos y la calidad de los materiales a utilizarse en este tipo de sistemas fotovoltaicos, siendo de exclusiva responsabilidad del proponente quien a su vez deberá correr con todos los riesgos y sanciones que implique el afectar a la red eléctrica de la distribuidora, siendo únicamente requisitos exigidos por la distribuidora los siguientes (ARCONEL, 2021):

- Factibilidad de Conexión.
- Ubicación del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA (Sistema de Generación Distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados).
- Documento que acredite, la propiedad o predio donde se va a instalar el SGDA; o, en su defecto el contrato de arrendamiento.
- Memoria técnica del proyecto.
- Diseño de las obras y/o adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar para poder conectar el SGDA.
- Esquema de conexión, seccionamiento y protecciones.
- Cronograma de ejecución del proyecto del SGDA.
- Estar al día en los pagos a la Distribuidora.

5.3. Determinación y justificación de la WACC para el proyecto

La tasa de descuento generalmente es conocido por sus siglas en inglés WACC (weighted average capital cost) o por sus siglas en español CPPC (costo promedio ponderado del capital).

La WACC representa un promedio entre el coste de la deuda y el de los fondos propios. En el caso de no existir deuda, solo se referirá a los fondos propios (y se corresponderá con la rentabilidad que el accionista exige a dichos fondos). Su función es ponderar el coste de cada

una de las fuentes de capital sin importar si estas provienen de recursos propios o de terceros. Es importante analizar que si la WACC se encuentra por debajo de la rentabilidad sobre el capital invertido se habrá conseguido una retribución económica adicional para los accionistas. Para el cálculo de la WACC utilizamos la siguiente fórmula:

$$WACC = C_d \alpha_d (1 - t) + C_p(1 - \alpha_d) \quad (25)$$

Donde:

C_d : Coste de la deuda (interés del préstamo)

α_d : Porcentaje (en tanto por uno) de la inversión satisfecho con el préstamo

t : Tipo impositivo aplicable (en tanto por uno)

C_p : Coste de los fondos propios (rentabilidad exigida por el accionista)

α_p : Porcentaje (en tanto por uno) de la inversión satisfecho con los fondos propios

Los valores habituales para la WACC dependen del país en el cual se la esté aplicando este tipo de proyectos y en base a los criterios de rentabilidades razonables, ya que en los proyectos del sector energético se suele tener una buena rentabilidad, pero la liquidez no lo es, así que los inversionistas privados necesitan que se les provea de una seguridad de la rentabilidad proporcional a los riesgos del país en un determinado sector económico.

Conforme con lo establecido en la “Metodología de cálculo del costo promedio ponderado de capital en el modelo del WACC” publicado por la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, existen algunos factores que pueden afectar el análisis del WACC, entre los cuales destacan 5 factores que son (Said, 2016):

- En temporadas de inflación elevada, Banco Central de cada país puede elevar la tasa de referencia, lo que puede ocasionar un incremento en las demás tasas.
- El principal problema de las tasas tributarias se puede reflejar en el costo de la deuda. Si el impuesto a la renta aumenta, el costo de la deuda después de impuestos baja, lo que genera la conveniencia de financiarse con deuda.
- La estructura de capital es la forma de financiarse por parte de la firma, la deuda es la fuente de financiamiento más económica, pero un exceso nivel de deuda provocaría las posibilidades de una quiebra inesperada y el WACC aumentaría.
- La política de dividendos en una firma relaciona obtener utilidades, que pueden ser retenidas y reinvertirlas, se puede repartir totalmente las utilidades entre los accionistas mediante dividendos o retener una parte de las utilidades y repartir la parte restante entre los accionistas.

- La política de inversión es cuando las firmas acometen en proyectos que les pueda generar un riesgo parecido a la actividad económica del negocio; puede suceder que se decidan invertir en proyectos de bajo o alto riesgo de acuerdo con el riesgo que están dispuestos a asumir, para lo cual existiría un gran impacto en el WACC.

En un contexto temporal, podemos afirmar que el valor de la WACC para este tipo de sistemas ha ido variando, pues en los primeros años de entrada de la tecnología al país los costos eran muy superiores a los actuales.

Haciendo referencia a un estudio realizado en la Universidad Politécnica Salesiana en el 2015 en el cual se pretende encontrar los precios óptimos para incentivar la generación de electricidad a través del uso de energías renovables no convencionales tales como: hidráulica, eólica, fotovoltaica y biomasa, se determina que la tasa mínima (WACC) que debían rendir los proyectos eléctricos en el Ecuador era del 12.09%. (Masabanda V, 2015), por cuanto el porcentaje de rentabilidad mínima requerido por los inversionistas privados en el sector energético se estima debería ser mayor al 18%.

Si bien es cierto en el año 2020-2021 se vivió una crisis sanitaria a nivel mundial donde muchas cosas se encarecieron, pero las energías renovables tuvieron un punto positivo el cual fue la resiliencia de las cadenas de suministro y un crecimiento en nuevas instalaciones. Lo cual mantuvo un efecto de disminución en los costos de la energía por lo que el WACC en energía solar fotovoltaica en el país se redujo en un 7% y el costo instalado promedio ponderado total se redujo en un 12% llegando a costar 883 USD/kWh generado.

En Ecuador la energía solar es factible, sin embargo, como cualquier otra inversión necesita tener acceso a financiamiento. Hoy en día este es el mayor desafío de la energía solar en Ecuador, por cuanto estos sistemas no son financiados por la banca ecuatoriana. De ahí que la banca necesita proyectos de referencia que permitan cierta curva de aprendizaje, al igual que experiencia y conocimiento sobre el tema, solo así podrá ser participe la banca en el desarrollo de proyectos renovables en su etapa de financiación.

Según el tipo de proyecto aplicado en este caso de estudio y tomando en cuenta la media entre los fondos de inversión sin riesgo en el país se ha determinado que los niveles de capitalización de los bancos varían entre el 10% al 10.5% lo cual sugiere que aún en tiempos de expansión los inversionistas no incrementan su porcentaje de capitalización. (SciELO, 2021).

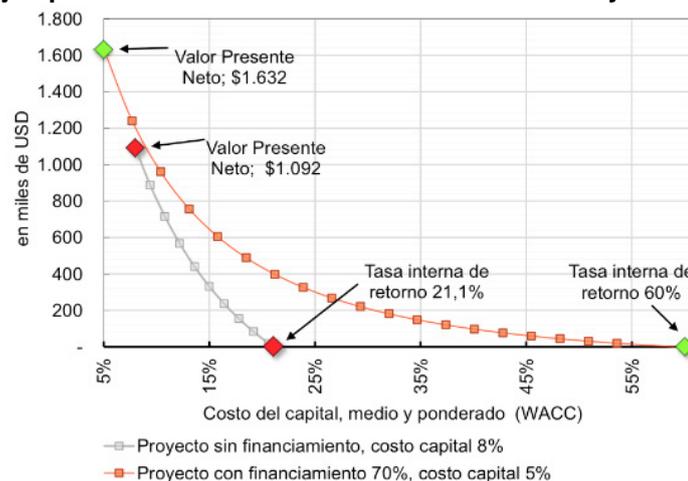
Debemos estar claros que no es productivo el invertir el 100% del capital propio en un proyecto solar que tuviera la capacidad de cubrir su deuda de forma autónoma, por lo que para evaluar un proyecto como el del caso de estudio, se debe analizar un sinnúmero de variables entre ellas el WACC, por lo que se tendrá que evaluar qué porcentaje de apalancamiento financiero se podría cubrir para este tipo de proyecto objeto de estudio que ronda por el 70%.

Según el esquema tarifario de venta de energía eléctrica en el Ecuador, la WACC para el caso del estudio técnico-económico considerará la rentabilidad que alcance el proyecto mediante aporte de la empresa encargada de la implementación, el financiamiento con un ente bancario y el posible ahorro al impuesto derivado de la obra en caso de endeudamiento. Lo cual tendrá que considerarse la vida útil de la instalación para la tasa de descuento exigida por la empresa accionista misma que ha venido disminuyendo desde el año 2015 donde aún no se contaba con una fuerte inserción de proyectos renovables (fotovoltaicos) por parte del estado y que a la actualidad se viene trabajando en la diversificación de la matriz energética con la implementación de nuevas regulaciones que permiten en mayor grado la implementación de fuentes renovables a la red de las distribuidoras con lo cual se ha identificado que este porcentaje ha llegado en el país a un 8% al año 2018.

Por tanto, las empresas interesadas en la implementación de este tipo de tecnología correrán únicamente con un 30% de apalancamiento del capital propio dejando el 70% en manos de entes financieros sean públicos o privados.

En la Figura 51 podemos apreciar la curva de rendimiento financiero, por un lado, sin financiamiento y otro con financiamiento de un 70% (Sistener, 2018).

Figura 51: Ejemplo de Curva de rendimiento financiero con y sin financiamiento



Nota: Fuente página web de Sistener.

5.4. Cuentas de Resultados

Para el caso en estudio de la factibilidad técnica económica para el sistema Solar Fotovoltaico y Solar Térmico el modelo financiero que se analizará es para una vida útil de 30 años para cada uno de los sistemas mencionados.

Para evaluar la viabilidad de los sistemas propuestos en el conjunto residencial El Manantial es importante considerar los costes operativos del proyecto, denominados OPEX, mismos que debe incluir:

- Identificación del coste de contrato, el mismo que versará entre sus principales puntos por la potencia a instalar y la demanda a satisfacer en el conjunto habitacional, que estará ligado a su precio final.
- De no incluirse en el contrato el mantenimiento correctivo y de identificarse que la garantía de los inversores sea menor que la vida útil de la planta, se debe considerar una cantidad de años donde se reponga o sustituya este equipo.
- Identificar o incluir otros costes relacionados a la operación y mantenimiento no considerados en el contrato.
- El modelo financiero deberá incluir una partida en lo que respecta a O&M de la planta en caso de que no se haya contemplado.
- Costes de “Asset Management” en el caso de que sean realizados por terceros.
- Costes de arrendamiento de cada propiedad donde se instalará cada sistema.

Asimismo, consideramos los potenciales ingresos que produzca la operación del sistema. En base a las condiciones establecidas, el sistema solar fotovoltaico conectado a la red no venderá energía como tal a la distribuidora, en realidad se hará un balance entre la energía inyectada y la energía consumida, y el resultado siempre será a favor de la distribuidora pues recordemos que el sistema ha sido dimensionado para cubrir alrededor del 30% del consumo global de la comunidad como se menciona en el apartado 1.2, por tanto, lo que existirá directamente es un ahorro que se lo valorará como el único ingreso que genere la instalación debido a su puesta en marcha.

También se planteó en el apartado 1.2, que de ser viable el proyecto, se accederá a una subvención única de \$75,000.00 para la implementación de este, lo cual se puede considerar como otro ingreso no recurrente al inicio de la etapa de construcción una vez se obtenga el

permiso RtB (Ready to Build) otorgado por la empresa distribuidora de energía y el MERNNR en el país.

En cuanto al sistema solar térmico tampoco se realiza una venta de la energía producida. En este caso la energía producida y su costo asociado constituirán un ahorro respecto del sistema de ACS y calefacción que se utilice en la comunidad, el cual se estima que en su mayor parte podría tratarse de calefones a base de GLP. En otras palabras, la energía térmica que aporte el sistema solar se traducirá en la cantidad de GLP que deje de usarse.

Un punto esencial que habrá que tomar en cuenta es que la energía generada por el sistema solar térmico está dimensionada para satisfacer la demanda de ACS y calefacción requerida por las 100 viviendas contempladas en el caso analizado en el presente estudio, por lo que no se tomará en cuenta los ingresos generados si se contemplara la implementación de un sistema termoeléctrico que satisfaga la demanda eléctrica de la comunidad.

5.4.1. Cuenta de Resultados del Sistema Solar Fotovoltaico Propuesto

Previamente planteamos algunas hipótesis del proyecto, respecto de varios parámetros que incidirán en el análisis de la cuenta de resultados.

Definimos el tipo de construcción, en función de la contratación de un EPC o de una administración directa de las partidas sin acudir a un EPC.

Se debe establecer también un factor de degradación de la instalación, que responderá a valores típicos para este tipo de sistema y refleja la pérdida de capacidad de producción respecto de su valor máximo en la puesta en marcha.

También se considera un factor de disponibilidad que estima el porcentaje de tiempo que la planta estará operativa cada año asumiendo paradas programadas por mantenimiento.

Se valorará un CAPEX de mantenimiento, así como su frecuencia, en función de los elementos que por su período de vida útil inferior al de la totalidad de la instalación, requieran ser reemplazados. El valor de éstos se pondera respecto del CAPEX de construcción inicial. Si el período de vida útil de los componentes considerados en este punto obliga en teoría a reemplazarlos más de una vez durante la vida del proyecto, se puede estimar una reducción de sus costos para el siguiente reemplazo de considerarse una aproximación realista.

Finalmente se establecen índices de incremento de los valores base seleccionados para tarifas de energía, así como de costos de materiales y mano de obra.

En la Tabla 98 se indican los valores seleccionados para cada criterio de hipótesis, y se expone su justificación y argumentación en los apartados subsiguiente de ingresos y gastos según se requieran.

Tabla 98: Hipótesis planteadas para el Sistema fotovoltaico

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	EPC/NO EPC
Degradación de la planta	0,20%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98,00%
Capex Mantenimiento año 10	33,00%
Capex Mantenimiento año 20	40,00%
Capex Mantenimiento año 28	5,00%
Índice Venta energía eléctrica	1,50%
Índice Compra - IPC energía	1,50%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	3,00%

Nota: Fuente Elaboración propia.

Con las consideraciones expuestas en el acápite 5.4, y las hipótesis planteadas, se estructura la siguiente cuenta de resultados para el sistema solar fotovoltaico.

INGRESOS:

- **Producción Eléctrica:** Consiste en el valor de kWh/año que el sistema será capaz de inyectar a la red de acuerdo con el diseño y simulación realizadas. Este valor se ubica inicialmente en 187,600 kWh con una disponibilidad del 98% y una tasa de degradación de 0.2% como valores típicos para este tipo de sistemas. Para estimar el ahorro generado por esta partida se utiliza una tarifa base de 0.105 \$/kWh con la hipótesis de que podría incrementar a razón de 1.5% cada año.
- **Otros:** Para el presente caso, en base a las condiciones actuales del mercado y marco jurídico respecto del sistema propuesto, no se consideran ingresos adicionales que se generen, o bonificaciones a las que se pueda acceder por la operación de este tipo de instalación particular. Por otro lado, la regulación para sistemas fotovoltaicos conectados a la red indica que cuando el sistema posee un remanente positivo el crédito energético

va hacia el consumidor y cuando este es negativo se factura al consumidor conforme el pliego tarifario establecido por el ente rector hacia cada distribuidora.

El resumen y valoración del apartado de ingresos de la cuenta de resultados planteada para el caso fotovoltaico se detallan en la Tabla 99.

Tabla 99. Ingresos previstos para el Sistema fotovoltaico

Cuenta de Resultados		
INGRESOS	Unidad	
Producción eléctrica	kWh/año	187,600 kWh/año
Precio de venta del kWh eléctrico	\$/kWh	0.105

Nota: Fuente Elaboración propia.

De igual manera se establecieron los valores de inversión para el caso con contrato EPC y sin contrato EPC, cuyos valores se muestran en la Tabla 100 y la Tabla 101.

Tabla 100. Inversión Total del Sistema Fotovoltaico con EPC.

INVERSIÓN TOTAL - EPC	
<u>DEVEX - COSTES DESARROLLO</u>	\$15,000.00
Inspección y recopilación de datos	\$1,000.00
Software de diseño y licencias de Sistemas FV	\$1,000.00
Ingeniería básica, tramitación y analíticas (Elaboración de estudios)	\$6,000.00
Permisos EEQ-ARCONEL (Habilitación del SGDA)	\$1,000.00
Gastos de Representación	\$1,000.00
Contratos de arrendamiento (notarizados) de los propietarios para uso de cubiertas	\$1,000.00
Permisos municipales (Ornato)	\$1,000.00
Permisos municipales (Trabajos varios)	\$1,000.00
Licencia Ambiental	\$1,000.00
Imprevistos y Utilidad	\$1,000.00
<u>CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO</u>	\$127,000.00
<u>EPC</u>	
Coste del contrato EPC	\$126,000.00
<u>Costes Indirectos</u>	
Dirección facultativa	\$1,000.00
<u>SEGUROS</u>	\$1,270.00
Seguro Todo Riesgo Construcción	1.00% \$1,270.00
<u>DEVEX+CAPEX TOTAL</u>	\$143,270.00
Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales	\$ 75,000.00
Inversión Total - EPC	\$68,270.00

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 101. Inversión Total del Sistema Fotovoltaico sin EPC

INVERSIÓN TOTAL - NO EPC		
DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$15,000.00
Inspección y recopilación de datos		\$1,000.00
Software de diseño y licencias de Sistemas FV		\$1,000.00
Ingeniería básica, tramitación y analíticas (Elaboración de estudios)		\$6,000.00
Permisos EEQ-ARCONEL (Habilitación del SGDA)		\$1,000.00
Gastos de Representación		\$1,000.00
Contratos de arrendamiento (notarizados) de los propietarios para uso de cubiertas		\$1,000.00
Permisos municipales (Ornato)		\$1,000.00
Permisos municipales (Trabajos varios)		\$1,000.00
Licencia Ambiental		\$1,000.00
Imprevistos y Utilidad		\$1,000.00
CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$122,575.65
<u>Costes Directos</u>		
Paneles Fotovoltaicos		\$40,480.00
Estructuras de Soporte		\$13,800.00
Inversores		\$39,579.12
Contadores de energía		\$960.00
Tableros de protección para strings de paneles		\$400.00
Tableros de protección para salida en corriente alterna del inversor		\$264.00
Conductores		\$517.50
Mano de Obra		\$8,431.79
<u>Costes Indirectos</u>		
Dir. De obra		\$5,000.00
Instalaciones auxiliares puesta en marcha		\$0.00
Seguridad y salud, calidad		\$2,000.00
Contingencia obra	2%	\$2,228.65
Margen de construcción	8%	\$8,914.59
<u>SEGUROS</u>		\$2451.51
Seguro Todo Riesgo Construcción	2%	\$2451.51
DEVEX+CAPEX TOTAL		\$140,027.16
Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		\$75,000.00
Inversión Total - NO EPC		\$65,027.16

Nota: Fuente Elaboración propia.

Considerando los valores de las Tablas 98, 100 y 101, y que durante los años 0 y 1 se encaminan para el desarrollo y construcción del sistema fotovoltaico y que a partir del año 2 se comienza a percibir ingresos hasta el final de la vida útil de la instalación con incrementos que van desde los \$270 a \$310 promedios anuales, mismo que se despojan de la diferencia entre el año $n+1$ que para nuestro caso sería (\$20,145.45) con el año n (\$19,887.50) hasta completar con el periodo de vida útil de la instalación. También hay que considerar que el último periodo negativo es en el periodo 5 y a partir de éste ya se comienza a generar una ganancia hasta el final de su vida útil. Estos valores se muestran en la Tabla 102.

Tabla 102. Ingresos por venta de energía del Sistema Fovovoltaico

	DES	CONST	OP	OP	OP	OP	OP	OP
	0	1	5	6	10	20	30	31
INGRESOS								
Venta de Electricidad a red			\$20,671.41	\$20,939.52	\$22,047.18	\$25,079.50	\$28,528.87	\$28,898.89
Producción			182,747	182,382	180,927	177,341	173,826	173,478
Electricidad			kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año
Precio de venta del kWh eléctrico			0.113	0.115	0.122	0.141	0.164	0.167
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
Ingresos por venta de electricidad			\$20,671.41	\$20,939.52	\$22,047.18	\$25,079.50	\$28,528.87	\$28,898.89
Total Ingresos			\$20,671.41	\$20,939.52	\$22,047.18	\$25,079.50	\$28,528.87	\$28,898.89

Nota: Fuente Elaboración propia.

5.4.2. Cuenta de Resultados del Sistema Solar Térmico para ACS y Calefacción Propuesto

Del mismo modo que se abordó el análisis de la cuenta de resultados del sistema fotovoltaico, se plantean algunas hipótesis para el desarrollo del proyecto solar térmico en base a los parámetros previamente explicados.

En la Tabla 103 se indican los valores seleccionados para cada criterio de hipótesis, y se expone su justificación y argumentación en los apartados subsiguientes de ingresos y gastos según se requieran.

Tabla 103. Hipótesis planteadas para el Sistema Solar Térmico

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	EPC/ NO EPC
Degradación de la planta	0,40%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98,00%
Capex Mantenimiento año 10	10,00%
Capex Mantenimiento año 20	9,00%
Capex Mantenimiento año 28	5,00%
Índice Venta energía térmica	1,50%
Índice Compra - IPC energía	1,50%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	2,00%

Nota: Fuente Elaboración propia.

Con estas consideraciones, se estructura la siguiente cuenta de resultados para el sistema solar térmico:

INGRESOS:

- **Producción Térmica:** Consiste en el valor de kWh/año que el sistema será capaz de satisfacer dentro del consumo de las 100 viviendas. Este valor se ubica inicialmente en 647,136 kWh con una disponibilidad del 98% y una tasa de degradación de 0.4% como valores típicos para este tipo de sistemas. Para estimar el ahorro generado por esta partida se utiliza una tarifa base de 0.12 \$/kWh con la hipótesis de que podría incrementar a razón de 1.5% cada año para el índice de compra y venta de la energía térmica, y un 2% para los materiales y mano de obra.
- **Otros:** Para el presente caso, en base a las condiciones actuales del mercado y marco jurídico respecto del sistema propuesto, no se consideran ingresos adicionales que se generen, o bonificaciones a las que se pueda acceder por la operación de este tipo de instalación particular ni por la reducción de huella de CO2 que aportaría este tipo de instalación.

El resumen y valoración del apartado de ingresos de la cuenta de resultados planteada para el caso solar térmico se detallan en la Tabla 104.

Tabla 104. Valores de ingresos del Sistema Solar Térmico establecidas en el OPEX

Cuenta de Resultados		
INGRESOS	Unidad	
Producción térmica	kWh/año	647,136 kWh/año
Precio de venta del kWh térmico	\$/kWh	0.12

Nota: Fuente Elaboración propia.

De igual manera se establecieron los valores de inversión para el caso con contrato EPC y sin contrato EPC, cuyos valores se muestran en la Tabla 105 y la Tabla 106.

Aquí cabe aclarar que no se han considerado costos de DEVEX pues no se trata de un proyecto para generación y venta de energía eléctrica renovable, siendo más un caso de suma de un conjunto de instalaciones solares térmicas individuales cuyos criterios de implementación son prácticamente estandarizados y no requieren de una fase de desarrollo y promoción.

Tabla 105: Inversión Total del Sistema Solar Térmico con EPC

INVERSIÓN TOTAL - EPC		
<u>DEVEX - COSTES DESARROLLO</u>		\$0.00
Costes Comerciales, legales y jurídicos		\$0.00
Fee Colaboradores		\$0.00
Ingeniería básica y tramitación licencias		\$0.00
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%	\$0.00
Firma de terrenos con propietarios		\$0.00
<u>CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO</u>		\$564,489.60
<u>EPC</u>		
Coste del contrato EPC		\$558,489.60
<u>Costes Indirectos</u>		
Dirección facultativa		\$6,000.00
<u>SEGUROS</u>		\$1,128.98
Seguro Todo Riesgo Construcción	0.20%	\$1,128.98
<u>DEVEX+CAPEX TOTAL</u>		\$565,618.58
Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		\$0.00
Inversión Total - EPC		\$565,618.58

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 106: Inversión Total del Sistema Solar Térmico sin EPC

INVERSIÓN TOTAL - NO EPC		
DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$0.00
Costes Comerciales, legales y jurídicos		\$0.00
Fee Colaboradores		\$0.00
Ingeniería básica y tramitación licencias		\$0.00
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%	\$0.00
Firma de terrenos con propietarios		\$0.00
CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$546,006.01
Costes Directos		
Captadores o Colectores Solares		\$196,363.64
Acumuladores ACS		\$242,500.00
Bombas circuladoras simples		\$18,181.82
Tuberías		\$1,909.09
Accesorios		\$18,181.82
Mano de Obra		\$30,369.09
Costes Indirectos		
Dir. De obra		\$9,090.91
Instalaciones auxiliares puesta en marcha		\$0.00
Seguridad y salud, calidad		\$1,818.18
Contingencia obra	2%	\$9,927.38
Margen de construcción	8%	\$39,709.53
SEGUROS		\$1,092.01
Seguro Todo Riesgo Construcción	0.20%	\$1,092.01
DEVEX+CAPEX TOTAL		\$547,098.02
Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		\$0.00
Inversión Total - NO EPC		\$547,098.02

Nota: Fuente Elaboración propia.

Considerando los valores de las Tablas 104, 105 y 106, y que durante los años 0 y 1 se encaminan para el desarrollo y construcción del sistema solar térmico; y, que a partir del año 2 se comienza a percibir ingresos hasta el final de la vida útil de la instalación con incrementos

que van desde los \$857 a \$100 promedios anuales, mismo que se despojan de la diferencia entre el año n+1 que para nuestro caso sería (\$79,261.15) con el año n (\$78,403.41) hasta completar con el periodo de vida útil de la instalación. También hay que considerar que el último periodo negativo es en el periodo 11 y a partir de éste ya se comienza a generar una ganancia hasta el final de su vida útil. Estos valores se muestran en la Tabla 107.

Tabla 107: Ingresos por venta de energía del Sistema Solar Térmico

INGRESOS	DES 0	CON 1	OP 5	OP 11	OP 12	OP 20	OP 30	OP 31
Venta de Energía Térmica			\$81,004.87	\$86,469.59	\$87,415.57	\$95,365.62	\$106,327.51	\$107,490.73
Producción Calor			626,613 kWh/año	611,724 kWh/año	609,277 kWh/año	590,051 kWh/año	566,870 kWh/año	564,602 kWh/año
Precio de venta del kWh térmico			0.129 \$/kWh	0.141 \$/kWh	0.143 \$/kWh	0.162 \$/kWh	0.188 \$/kWh	0.190 \$/kWh
Ingresos por venta de calor			\$81,004.87	\$86,469.59	\$87,415.57	\$95,365.62	\$106,327.51	\$107,490.73
Total Ingresos			\$81,004.87	\$86,469.59	\$87,415.57	\$95,365.62	\$106,327.51	\$107,490.73

Nota: Fuente Elaboración propia.

5.5. Gastos derivados del CAPEX

5.5.1. Gastos derivados del CAPEX para el sistema solar fotovoltaico

Si bien el sistema en operación sólo cubriría una parte de la demanda total de la comunidad, la energía restante que se sigue consumiendo de la red convencional de la distribuidora no se debe cuantificar como un gasto de compra de energía eléctrica, pues el mismo no se produce a partir de la puesta en operación del sistema fotovoltaico, por el contrario, es el rubro actual que se vería reducido producto de la instalación.

- **Gastos Operativos:** En este apartado se identifican egresos necesarios para la correcta operación y mantenimiento del sistema, algunos de los cuales se han mencionado previamente, y otros adicionales que no habían sido considerados, pero son igual de relevantes, entre ellos:
 - **Repuestos:** Se considera valores anuales para repuestos menores y la posible falla de un panel cada cierto período.

- **Operación y Mantenimiento:** Se basa en el plan y presupuesto de operación y mantenimiento para el sistema fotovoltaico propuesto detallado en la Tabla 19 y Tabla 20.
 - **Revisiones legales / auditorías:** Tomando en cuenta que las regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables – ARCERNNR, que rigen este tipo de instalaciones son recientes, y en el corto tiempo de vigencia han sufrido algunas modificaciones sustanciales, se prevé gastos para mantenerse al día ante posibles variaciones futuras en los términos que administran a esta tecnología conforme evoluciona y se establecen nuevos lineamientos para el sector eléctrico en lo que corresponde a energías renovables.
 - **Contingencias:** No se identifica un riesgo elevado de contingencias que puedan ir más allá de reparaciones menores en conexiones, ajustes de soportes, etc., por lo cual se ha estimado en un 5% de los gastos operativos.
 - **Gastos Generales:** Corresponde a egresos por mantenimiento o actualización de software, asesorías eventuales que se lleguen a requerir, entre otros.
 - **Alquiler de cubiertas:** Debido a que el sistema fotovoltaico se implantará en varias cubiertas particulares, y sus propietarios no serán beneficiarios exclusivos del mismo, será necesario el pago del alquiler de las cubiertas utilizadas.
 - **Impuesto a la actividad:** En esta partida se ha considerado el posible pago de un permiso de funcionamiento o patente municipal anual.
- **CAPEX de Mantenimiento:** Parámetro valorado en las hipótesis del proyecto. Se considera que con el adecuado mantenimiento los paneles solares tendrán una vida útil igual al tiempo estimado de duración del sistema en su conjunto. Sin embargo, en este punto se estima que los inversores tendrían una vida útil máxima de 10 años, luego de lo cual se deben reemplazar. Esta partida representa aproximadamente un tercio del CAPEX de construcción, por lo que se establece este valor en 33% para el año 10 de operación. Para el siguiente período de renovación de estos equipos, es decir el año 20 de operación, se plantea la hipótesis de que el desarrollo, presencia y diversificación de la tecnología, permitirían que sus costos se reduzcan en un 60%.

De lo mencionado anteriormente y considerando las hipótesis planteadas en la Tabla 98, se establece que los Costes Operacionales para el sistema Solar Fotovoltaico comienzan a evidenciarse a partir del año 2, para suplir la potencia requerida para toda la comunidad cuyo valor es de 123,300kW, valores que se muestran en la Tabla 108.

Tabla 108: Gastos operacionales por venta de energía del Sistema Fotovoltaico

COSTES OPERACIONALES		DES	CON	OP	OP	OP	OP	OP	OP
		0	1	5	6	10	20	30	31
Potencia instalada en la comunidad	123.30 kW								
Gastos Operativos				\$9,364.42	\$9,643.85	\$10,847.96	\$14,561.56	\$19,552.33	\$20,137.40
Repuestos	320.00 \$/año			\$370.97	\$382.10	\$430.05	\$577.96	\$776.72	\$800.03
Operación y Mantenimiento	5,514.00 \$/año			\$6,392.24	\$6,584.00	\$7,410.35	\$9,958.90	\$13,383.93	\$13,785.44
Revisiones legales / auditorías	100.00 \$/año			\$115.93	\$119.41	\$134.39	\$180.61	\$242.73	\$250.01
Contingencias	296.70 \$/año			\$343.96	\$354.28	\$398.74	\$535.87	\$720.17	\$741.77
Gastos generales, asesorías...	500.00 \$/año			\$579.64	\$597.03	\$671.96	\$903.06	\$1,213.63	\$1,250.04
Alquiler de terrenos	800.00 \$/año			\$927.42	\$955.24	\$1,075.13	\$1,444.89	\$1,941.81	\$2,000.06
Seguro Todo Riesgo Material	254.00 \$/año			\$294.46	\$303.29	\$341.35	\$458.75	\$616.52	\$635.02
Seguro Responsabilidad Civil	200.00 \$/año			\$231.85	\$238.81	\$268.78	\$361.22	\$485.45	\$500.02
Seguro Responsabilidad Ambiental	50.00 \$/año			\$57.96	\$59.70	\$67.20	\$90.31	\$121.36	\$125.00
Impuesto actividad (IAE)	50.00 \$/año			\$50.00	\$50.00	\$50.00	\$50.00	\$50.00	\$50.00
Costes Operacionales				\$9,364.42	\$9,643.85	\$10,847.96	\$14,561.56	\$19,552.33	\$20,137.40

Nota: Fuente Elaboración propia.

5.5.2. Gastos derivados del CAPEX para el sistema solar térmico.

- Gastos Operativos:** En este apartado se identifican egresos necesarios para la correcta operación y mantenimiento del sistema, algunos de los cuales se han mencionado previamente, y otros adicionales que no habían sido considerados, pero son igual de relevantes, entre ellos:
 - Repuestos:** Se considera valores anuales para repuestos menores y la posible falla de un captador y un acumulador cada cierto período.
 - Operación y Mantenimiento:** Se basa en el plan y presupuesto de operación y mantenimiento para el sistema térmico en cada una de las viviendas.
 - Revisiones legales / auditorías:** Tomando en cuenta que las regulaciones que rigen este tipo de instalaciones son recientes, y en el corto tiempo de vigencia han sufrido algunas modificaciones sustanciales, se prevé gastos para

mantenerse al día ante posibles variaciones futuras en los términos que administran a esta tecnología conforme evoluciona.

- **Contingencias:** No se identifica un riesgo elevado de contingencias que puedan ir más allá de reparaciones menores en conexiones, ajustes de soportes, revisión de tuberías, etc., por lo cual se ha estimado en un 5% de los gastos operativos.
 - **Gastos Generales:** Corresponde a egresos por mantenimiento o limpieza de accesorios menores.
 - **Alquiler de cubiertas:** Debido a que cada sistema se implantará en todas las cubiertas, y sus propietarios serán beneficiarios exclusivos del mismo, no será necesario el pago del alquiler de las cubiertas utilizadas.
 - **Impuesto a la actividad:** En esta partida se ha considerado el posible pago de un permiso de funcionamiento o patente municipal anual.
- **CAPEX de Mantenimiento:** Parámetro valorado en las hipótesis del proyecto. Según varias fuentes de consulta, los elementos principales del sistema solar térmico como son los colectores de placa plana y los acumuladores de ACS tienen una vida útil de al menos 20 años. Se estima que con un adecuado mantenimiento se puede extender la vida útil de estos componentes prácticamente hasta el período previsto de funcionamiento de cada sistema que es de 30 años. Estos elementos representan aproximadamente un 90% del CAPEX global de la instalación incluyendo la mano de obra, por lo cual se estima que el 10% restante puede entrar en el CAPEX de mantenimiento para un período de 10 años que comprende las partidas de tuberías, accesorios y bombas de circulación. Se plantea además la hipótesis de que estos elementos no sufrirán una variación mayor en su precio a futuro, estimando que en el siguiente período de remplazo tendrán un valor equivalente al 90% de su precio en el primer período.

De lo mencionado anteriormente y considerando las hipótesis planteadas en la Tabla 103, se establece que los Costes Operacionales para el sistema Solar Térmico comienzan a evidenciarse a partir del año 2, para suplir la potencia requerida para toda la comunidad cuyo valor es de 509,184kW, valores que se muestran en la Tabla 109.

Tabla 109: Gastos operacionales por venta de energía del Sistema Solar Térmico

		D	C						
		E	O	OP	OP	OP	OP	OP	
		S	N						
COSTES OPERACIONALES		0	1	5	11	12	20	30	31
Potencia instalada en la comunidad	509,184.00 kW								
Gastos Operativos				\$14,193.10	\$15,958.50	\$16,273.67	\$19,032.87	\$23,157.16	\$23,616.30
Repuestos	700.00 \$/año			\$772.86	\$870.36	\$887.77	\$1,040.16	\$1,267.95	\$1,293.31
Operación y Mantenimiento	8,000.00 \$/año			\$8,832.65	\$9,946.99	\$10,145.93	\$11,887.58	\$14,490.89	\$14,780.71
Revisiones legales / auditorías	200.00 \$/año			\$220.82	\$248.67	\$253.65	\$297.19	\$362.27	\$369.52
Personal O&M	3,000.00 \$/año			\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Contingencias	595.00 \$/año			\$491.32	\$553.30	\$564.37	\$661.25	\$806.06	\$822.18
Gastos generales, asesorías...	500.00 \$/año			\$552.04	\$621.69	\$634.12	\$742.97	\$905.68	\$923.79
Seguro Todo Riesgo Material	1,128.98 \$/año			\$1,246.48	\$1,403.74	\$1,431.82	\$1,677.60	\$2,044.99	\$2,085.89
Seguro Responsabilidad Civil	1,500.00 \$/año			\$1,656.12	\$1,865.06	\$1,902.36	\$2,228.92	\$2,717.04	\$2,771.38
Seguro Responsabilidad Ambiental	200.00 \$/año			\$220.82	\$248.67	\$253.65	\$297.19	\$362.27	\$369.52
Impuesto actividad (IAE)	200.00 \$/año			\$200.00	\$200.00	\$200.00	\$200.00	\$200.00	\$200.00
Costes Operacionales				\$14,193.10	\$15,958.50	\$16,273.67	\$19,032.87	\$23,157.16	\$23,616.30

Nota: Fuente Elaboración propia.

5.6. Tipo de contrato de O&M elegido

5.6.1. Tipo de contrato de O&M elegido, y garantía de disponibilidad asociada para el sistema solar fotovoltaico

Contrato de Mantenimiento: Se debe tomar las partidas previstas de operación y mantenimiento y otros gastos varios relacionados para financiar el contrato de mantenimiento. El mismo será de tipo Full Service, firmado a 30 años de la vida útil de la instalación, y su propósito principal será garantizar una degradación menor o igual al 0.2% anual y una disponibilidad mayor o igual al 98% de los valores obtenidos en el diseño y simulación, o en su defecto con relación a las mediciones realizadas en el primer período de funcionamiento.

Al no ser una planta netamente de generación, sino que se conforma por microsistemas fotovoltaicos conectados a la red, se exceptúa el contar con personal de mantenimiento constante dentro de la urbanización, por lo que se debería considerar al personal interventor conforme el cronograma de mantenimiento con la finalidad de evitar gastos operativos recurrentes durante el año aportando a los tiempos de retorno de la inversión para el caso fotovoltaico.

La disponibilidad asociada al contrato será calculada en base a la energía producida, puesto que es el parámetro que se debe cumplir para acceder a la subvención. Al valorar la disponibilidad energética se hace énfasis a la obligatoriedad de cumplimiento de producción para generar el ahorro propuesto en el planteamiento del caso.

5.6.2. Tipo de contrato de O&M elegido, y garantía de disponibilidad asociada para el sistema solar térmico

Contrato de Mantenimiento: Se debe tomar las partidas previstas de operación y mantenimiento y otros gastos varios relacionados para financiar el contrato de mantenimiento. El mismo será de tipo Preventivo y de Mano de Obra Correctivo, firmado a 10 años con posibilidad de renovación de contrato una vez culminado el periodo establecido, y su propósito principal será garantizar una degradación menor o igual al 0.4% anual y una disponibilidad mayor o igual al 98% de los valores obtenidos en el diseño, o en su defecto con relación a las mediciones realizadas en el primer período de funcionamiento.

La elección de este tipo de contrato se debe a que la instalación puede ser usada en la parte interna de cada vivienda o del conjunto de viviendas de El Manantial, y que dependerá del consumo promedio por habitante en cada una de las viviendas además de contar con sistemas auxiliares los cuales al optar por estos últimos se podría alargar el mantenimiento y únicamente realizar labores preventivas en el sistema solar térmico, a diferencia del sistema fotovoltaico donde al integrarse a la red de la distribuidora necesita de permisos y puntos de conexión los cuales con la normativa actual de no cumplir con una energía de calidad se podría incurrir en sanciones o penalizaciones dejando de percibir las subvenciones a las cuales podría acceder los habitantes de la comunidad.

5.7. Contratos de seguros durante la fase de explotación

La contaminación térmica podría tener repercusión ambiental sobre el agua, considerando la rapidez con que el aire disipa el calor, el efecto sería en la temperatura de alguna cuenca hidrográfica cercana al conjunto habitacional El Manantial, la contaminación se concentraría sobre el medio acuoso, alterando la configuración físico-química del ecosistema acuático.

En el sistema fotovoltaico la contaminación podría ser visual, por el uso de varios paneles solares que contrastan con el paisaje de una zona o urbanización lo que conlleva a una alteración de

los escenarios estéticos de la arquitectura con las que cuentan las zonas residenciales pudiendo producir alteración a la salud emocional y psíquica de los pobladores del lugar.

De lo descrito anteriormente se hace necesario que frente a un proyecto de tipo renovable, se garantice que durante las fases de desarrollo, construcción y puesta en operación, se cuente con seguros de las instalaciones con el fin de prevenir y evitar siniestros o retrasos en la explotación de un proyecto siendo necesario contar con los mismos y mantener una instalación en adecuadas condiciones de trabajo a lo largo de su vida útil. De ahí que para nuestro proyecto se plantea los siguientes contratos de seguro tanto para el sistema fotovoltaico como solar térmico.

- **Contrato de Seguros:** Se negociarán pólizas que cubran los siguientes aspectos, procurando la mayor cobertura con la mínima prima posible:
 - **Seguro Todo Riesgo Material:** Se estima una prima del 0.2% sobre el costo de la instalación que cubra cualquier inconveniente sobre los elementos del sistema y que no entre en el contrato de mantenimiento. Debido a la ubicación de los componentes del sistema, y al no existir partes en movimiento ni fluidos o sustancias inflamables, entre otros aspectos, se considera que el riesgo es bajo, lo que justifica el valor de la prima del seguro.
 - **Seguro Responsabilidad Civil:** El riesgo de que ocurra un evento que afecte a terceros producto de la operación del sistema es relativamente bajo, partiendo de las consideraciones del punto anterior, es por ello que el valor de este seguro no será representativo.
 - **Seguro de Responsabilidad Ambiental:** En lo que respecta al sistema Solar Fotovoltaico al tratarse de un sistema libre de emisiones, ruidos, y de bajo impacto visual o paisajístico por la ubicación de los componentes, se ha estimado que no existen factores de riesgo que generen impactos ambientales negativos susceptibles de reclamaciones y compensaciones. De modo que se ha establecido un valor mínimo a manera de cumplimiento de posibles exigencias o requisitos de operación.

Y, con referencia al sistema Solar Térmico en esencia es un sistema libre de emisiones, sin embargo, puede producir algún nivel de ruido por el funcionamiento de las bombas de circulación, y, además, se trabaja con aceites térmicos de manejo delicado que pueden ser altamente contaminantes y de muy difícil degradación, así como fluidos a altas temperaturas. Por lo cual, por la cercanía de la comunidad a una quebrada natural, existe el riesgo de contaminación de esta ante un derrame del aceite que desemboque en ella por medio del alcantarillado pluvial. Es así como se considera contratar una póliza que cubra la mitigación y compensación de este tipo de impacto primordialmente.

5.8. Determinación de la Rentabilidad del Proyecto Fotovoltaico y Solar Térmico

En base a las cuentas de resultados obtenidas del análisis de ingresos y gastos con sus respectivas proyecciones, es posible tener una aproximación más precisa sobre la rentabilidad de cada proyecto en diferentes escenarios.

Para ello se parte del período de vida útil para los dos sistemas, el cual se establece en 30 años. Una vez definidos los valores de inversión total tanto para contratación por EPC como para contratación sin EPC, se plantea las posibilidades de financiación, seleccionando la que mejor se ajuste a las necesidades de cada proyecto y que contribuya a la rentabilidad de los mismos, sin alejarse de los parámetros reales y actuales bajo los que se desempeña el sistema financiero.

En vista de que, para el presente análisis de rentabilidad los ingresos serán los mismos independientemente del tipo de contrato, sea EPC o no, y únicamente varían los valores de CAPEX para cada caso, se centrará el análisis para el tipo de contrato EPC que es el de mayor costo, entendiendo que los resultados obtenidos serán similares y ligeramente más favorables para una implementación sin EPC.

El proyecto fotovoltaico cuenta además con una subvención de \$75,000.00; por lo que se deberá financiar el valor restante del proyecto en un modelo Project Finance en el que una entidad financiera otorgue un préstamo del 70% del costo total, y en segunda instancia se analizará y presentará los resultados en un contexto de inversión de 100% de fondos propios, es decir sin Project Finance bancario.

Un análisis similar se aplicará al proyecto solar térmico, exceptuando el parámetro de subvención.

Los parámetros por calcular para estos proyectos en cada escenario planteado serán la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN).

Se considerará rentable cada proyecto si la TIR obtenida, a más de ser positiva, supera al valor de la WACC.

Mientras que, en función del VAN, éste deberá ser positivo para poder determinar que la inversión generará ganancias en el tiempo. Al momento de comparar entre las opciones planteadas, el valor más elevado del VAN se interpretará como el tipo de proyecto que generará mayores ganancias y por tanto una recuperación más temprana de la inversión.

Finalmente, para determinar estos indicadores, debemos considerar también la estructura de financiamiento que se aplicará y que se compone de los siguientes criterios:

- **Porcentaje de préstamo:** Determina la proporción de la inversión total que será financiada a través de un préstamo. Se analizará la financiación de la construcción con un 70% de préstamo, y para una financiación sin préstamo bancario, esto es con totalidad de fondos propios.
- **Interés del préstamo:** La tasa de interés a la que la entidad financiera otorgará el préstamo. Actualmente las tasas de interés referenciales en el país, fijadas por el Banco Central, se encuentran en 7.11% para el segmento productivo corporativo; 8.94% para el segmento productivo empresarial; y, 10.25% para el segmento productivo PYMES.

De acuerdo con los montos requeridos, se considerará al proyecto solar fotovoltaico dentro del segmento PYMES con su respectiva tasa de interés anual referencial ya mencionada; mientras que para el proyecto solar térmico se aplicará una tasa promedio del 8%, entre los segmentos corporativo y empresarial.

- **Tipo Impositivo:** Aquí se deben considerar los impuestos a las ganancias generadas. En nuestro país el principal impuesto que se aplica es el denominado Impuesto a la Renta, que se define como el impuesto que se aplica sobre aquellas rentas que obtengan las personas naturales, las sucesiones indivisas y las sociedades sean nacionales o extranjeras.

Tanto para personas naturales como para sociedades, se calcula en función de la Tabla 110.

Tabla 110: Tabla de Impuesto a la Renta para personas naturales y sociedades, 2022

Fracción Básica (\$)	Exceso hasta (\$)	Impuesto sobre la Fracción Básica (\$)	Impuesto sobre el excedente (%)
0	11,310	0.00	0%
11,310	14,410	0.00	5%
14,410	18,010	155.00	10%
18,010	21,630	515.00	12%
21,630	31,630	949.00	15%
31,630	41,630	2,449.00	20%
41,630	51,630	4,449.39	25%
51,630	61,630	6,949.39	30%
61,630	100,000	9,949.39	35%
100,000		23,378.88	37%

Nota: Fuente SRI 2022.

Aunque la operación de los proyectados planteados no contempla una venta de energía que le genere ingresos monetarios directos, se aplicará a modo didáctico un 25% sobre el EBITDA obtenido en el proyecto fotovoltaico, que en la práctica no llega a la base imponible mínima en ningún período proyectado.

Mientras que para el caso del proyecto solar térmico se aplicará el impuesto a la renta progresivamente en función de la Tabla 110.

- **Plazo del préstamo:** El plazo en años al que se otorga el préstamo por parte de la entidad financiera. En función de los montos y ganancias esperadas se planteará préstamos a 16 años plazo para el sistema fotovoltaico y a 18 años para el sistema solar térmico.
- **Porcentaje de Fondos Propios:** La proporción de la inversión total que será financiada con los fondos propios provenientes de la comunidad. En el caso del *Project Finance* se considerará un 30% de fondos propios, mientras que para la financiación sin préstamo se entenderá que la financiación se hará con el 100% de fondos propios.
- **Coste de los Fondos Propios:** Es el porcentaje estimado que le cuesta a la comunidad la financiación mediante recursos propios. Básicamente engloba la rentabilidad esperada por la inversión realizada y el riesgo asumido por esta operación. En el caso de operaciones de inversión, el coste de invertir capital propio es mayor que el coste de la deuda debido a que el riesgo asumido por parte del inversor es total, mientras que al endeudarse comparte el riesgo con el prestamista.

5.8.1. Cálculo del VAN y TIR del Sistema Fotovoltaico

Cada parámetro y variables previamente descritas se ingresan en un modelo basado en un libro de Excel con una estructura que permita calcular y evaluar automáticamente diferentes alternativas. Para el presente estudio, tanto para el sistema solar fotovoltaico como para el térmico, se analizará dos escenarios: En primera instancia con una inversión del 100% de capital propio, y posteriormente con 30% de capital propio, completando la inversión con un préstamo.

Primer Escenario: 100% Financiación propia

De acuerdo con lo detallado en el punto anterior, se plantea por un lado una estructura de financiación sin acudir a un préstamo bancario.

Tabla 111: Parámetros con autofinanciación para los Sistemas Solares Fotovoltaico y Térmico

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (αd)	0.0%
Interés del préstamo (Cd)	0.0%
Tipo Impositivo (t)	0.0%
Plazo del préstamo (años)	-
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha d$)	100.0%
Coste de los Fondos Propios (Cp)	8.0%
WACC	8.0%

Nota: Fuente Elaboración propia.

La principal ventaja de este escenario radica en que no se adquiriría la obligación de desembolsar fondos para cubrir las cuotas del préstamo en función del plazo y tasa de interés otorgados por una entidad financiera. Sin embargo, si se tratara de un proyecto de inversión, el coste de los fondos propios se debería establecer en un valor tal que satisfaga el rendimiento esperado por los inversionistas y el riesgo que supone dicha inversión, el cual recae sobre el inversionista en su totalidad.

Por la naturaleza del proyecto desarrollado, se podría incluso asumir que la comunidad de vecinos como tal no adopta el rol de un inversionista de manera convencional, pues su principal interés radica en alcanzar un determinado ahorro energético, siendo éste la retribución real que se obtiene por la implementación del proyecto.

Con los parámetros seleccionados, se obtienen los siguientes resultados para la Tasa Interna de Retorno y Valor Actual Neto:

Tabla 112: TIR y VAN de la inversión total sobre el EBITDA: Sistema Fotovoltaico Autofinanciado

TIR de la inversión TOTAL sobre el EBITDA menos impuestos del proyecto, sin CAPEX de Mantenimiento	
TIR PROYECTO (30) años	12.58%
TIR PROYECTO (30 años)	12.58%
VAN (30 años)	102,054.06 \$

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 113: TIR y VAN de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre: Sistema Fotovoltaico Autofinanciado

TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre con CAPEX Mantenimiento	
TIR PROYECTO (30) años	9.32%
TIR PROYECTO (30 años)	9.32%
VAN (30 años)	78,718.84 \$

Nota: Fuente Elaboración propia.

Con los indicadores obtenidos se determina que la inversión es rentable.

Tabla 114: Payback de la Inversión: Sistema Fotovoltaico Autofinanciado

Último periodo negativo	7
Valor absoluto último periodo negativo	993.86 \$
Valor flujo siguiente periodo	6,739.57 \$
Payback:	7.85 Años

Nota: Fuente Elaboración propia.

Segundo Escenario: 30% Financiación propia y 70% préstamo

Por otro lado, se realiza la simulación de un Project Finance que aporta al proyecto el 70% de la inversión requerida a través de un préstamo. Las condiciones de este se basan en las tasas referenciales actuales publicadas por el Banco Central del Ecuador.

Tabla 115: Parámetros de la Financiación para el Sistema Solar Fotovoltaico con Project Finance

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α)	70.0%
Interés del préstamo (Cd)	10.25%
Tipo Impositivo (t)	0%
Plazo del préstamo (años)	16.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha$)	30.0%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	11.0%
WACC	10.48%

Nota: Fuente Elaboración propia.

Al optar por un *Project Finance*, se debe procurar una estructura de préstamo que no provoque demasiada presión sobre la liquidez del proyecto, obteniendo así la ventaja de compartir el riesgo de la inversión con la entidad financiera.

Al introducir estas nuevas variables en el modelo de cálculo utilizado, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 116: TIR y VAN de la inversión Total sobre el EBITDA: Sistema Fotovoltaico con Project Finance

TIR de la inversión TOTAL sobre el EBITDA menos impuestos del proyecto, sin CAPEX de Mantenimiento	
TIR PROYECTO (30) años	22.16%
TIR PROYECTO (30 años)	22.16%
VAN (30 años)	52,825.78 \$

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 117: TIR y VAN de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre: Sistema Fotovoltaico con Project Finance

TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre con CAPEX Mantenimiento	
TIR PROYECTO (30) años	14.74%
TIR PROYECTO (30 años)	14.74%
VAN (30 años)	33,612.00 \$

Nota: Fuente Elaboración propia.

Con este tipo de inversión se obtiene el siguiente tiempo de retorno:

Tabla 118: Payback de la Inversión: Sistema Fotovoltaico con *Project Finance*

Último periodo negativo	7
Valor absoluto último periodo negativo	1,800.80 \$
Valor flujo siguiente periodo	3,236.37 \$
Payback:	7.44 Años

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tabla 119: Comparación TIR y VAN Autofinanciado vs. *Project Finance*: Sistema Fotovoltaico

		Autofinanciado 100% Fondos Propios	<i>Project Finance</i> 30% Fondos Propios
En base a EBITDA menos Impuestos del Proyecto, sin CAPEX de Mantenimiento	TIR	12.58%	22.16%
	VAN	\$ 102,054.06	\$ 52,825.78
En base a Flujo de Caja Libre, con CAPEX de Mantenimiento	TIR	9.32%	14.74%
	VAN	\$ 78,718.84	\$ 33,612.00
	Payback	7.85 años	7.44 años

Nota: Fuente Elaboración propia.

Resaltando el hecho de que en cada caso se aportan montos diferentes de fondos propios, si se analiza en términos absolutos la inversión realizada con totalidad de fondos propios frente a la del 30% generaría mayores ganancias; pero si trasladamos la comparación a la TIR obtenida en cada caso se observa que el *Project Finance* de la forma en que se encuentra estructurado generará mejores réditos relativos.

El tiempo de retorno o *Payback* de la inversión es mayor en el planteamiento del *Project Finance* debido a que los flujos de caja deben asumir los costos de capital derivados del financiamiento.

Tanto la TIR como el VAN se ven disminuidos en ambos casos al introducir entre los gastos el CAPEX de mantenimiento.

5.8.2. Cálculo del VAN y TIR del Sistema Solar Térmico

Conforme con lo mencionado en el inciso 5.8 se procede a realizar el análisis del VAN y TIR del sistema solar térmico considerando un primer escenario donde se tiene un autofinanciamiento del proyecto con el 100% de uso de fondos propios, así como se muestra en la Tabla 111 ya que se aplica la misma tabla para el sistema solar térmico y un segundo escenario en el que se considerará un porcentaje de préstamo del 70%, siendo el 30% restante financiado con fondos propios tal como se indica en la Tabla 119 en donde se ha considerado los mismos parámetros para su financiación que el caso del sistema fotovoltaico con un mayor plazo de préstamo.

Para los dos casos se considerará un tipo de proyecto con EPC ya que es el de mayor costo y tiene un tiempo de retorno de la inversión un poco más largo que si se analizara el tipo de proyecto Sin EPC, por lo que a fines de estudio sería el que representara un mayor reto para determinar la rentabilidad de la instalación.

Primer Escenario: 100% Financiación propia

Para determinar el valor del VAN en un lapso de 30 años que es el tiempo de vida del caso de estudio planteado hay que considerar el TIR de la inversión TOTAL sobre el EBITDA menos impuestos del proyecto, sin tomar en cuenta el CAPEX de Mantenimiento, así como se muestra en la Tabla 120.

Tabla 120: TIR de la inversión Total sobre el EBITDA

TIR de la inversión TOTAL sobre el EBITDA menos impuestos del proyecto, sin CAPEX Mnto	
TIR PROYECTO (30) años	11.88%
TIR PROYECTO (30 años)	11.88%
VAN (30 años)	796,464.28 \$

Nota: Fuente Elaboración propia.

También se considera el TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre considerando un CAPEX de Mantenimiento, tal como se muestra en la Tabla 121.

Tabla 121: TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre

TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre con Capex Mantenimiento.	
TIR EQUITY (30) años	9.96%
TIR EQUITY (30 años)	9.96%
VAN (30 años)	683,085.42 \$

Nota: Fuente Elaboración propia.

Se obtiene que para el sistema solar térmico un tiempo de retorno de la inversión de 10.18 años, valor que se muestra en la Tabla 122.

Tabla 122: Payback de la inversión

Último periodo negativo	10
Valor absoluto Ult periodo neg	59,439.33 \$
Valor flujo siguiente periodo	65,442.07 \$
Payback:	10.09 Años

Nota: Fuente Elaboración propia.

Segundo Escenario: 30% Financiación propia y 70% préstamo

Ahora se realiza el mismo cálculo y análisis del primer caso tomando en cuenta que ahora el 70% de financiación del proyecto se lo realizará a través de un préstamo el cual va a tener un interés del 10,25% así como se explica en el punto 5.3, y el 30% faltante se lo cubrirá con financiación propia.

De igual forma por lo detallado en el sistema solar fotovoltaico al optar por un Project Finance se debe procurar acceder a una estructura de préstamo que no provoque demasiada presión sobre la liquidez del proyecto, obteniendo así la ventaja de compartir el riesgo de la inversión con la entidad financiera. Por lo que se ha considerado usar una estructura de financiación en el cual se considere un interés de préstamo del 8% con un plazo de 18 años para poder cubrir las cuotas anuales ya que considerando un periodo menor de pago habría un déficit en los 2 primeros años. La estructura tendrá dichos valores como se muestra en la Tabla 123.

Tabla 123: Estructura de financiación del Sistema Solar térmico

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (αd)	70.0%
Interés del préstamo (Cd)	8.00%
Tipo Impositivo (t)	0%
Plazo del préstamo (años)	18.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha d$)	30.0%
Coste de los Fondos Propios (Cp)	11.0%
WACC	8.90%

Nota: Fuente Elaboración propia.

Al igual que en el primer caso se considerará el TIR de la inversión TOTAL sobre el EBITDA menos impuestos del proyecto, sin tomar en cuenta el CAPEX de Mantenimiento, así como se muestra en la Tabla 124.

Tabla 124: TIR de la inversión Total sobre el EBITDA

TIR de la inversión TOTAL sobre el EBITDA menos impuestos del proyecto, sin CAPEX Mtto	
TIR PROYECTO (30) años	15.50%
TIR PROYECTO (30 años)	15.50%
VAN (30 años)	354,689.38 \$

Nota: Fuente Elaboración propia.

De igual forma se considerará el TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre considerando un CAPEX de Mantenimiento, tal como se muestra en la Tabla 125.

Tabla 125: TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre

TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre con Capex Mantenimiento.	
TIR EQUITY (30) años	12.88%
TIR EQUITY (30 años)	12.88%
VAN (30 años)	284,809,23 \$

Nota: Fuente Elaboración propia.

En comparación a los valores obtenidos en la Tabla 121, se observa un incremento en el porcentaje del TIR equitativo, no obstante, se aprecia una disminución considerable en la cantidad monetaria del VAN a los 30 años.

Obteniendo, así como resultado un tiempo de retorno de la inversión con un periodo de retorno de esta de 10.64 años como se muestra en la Tabla 126, el cual es mayor al periodo obtenido en la Tabla 122 ya que para el segundo escenario se está considerando un valor de financiación por préstamo del 70% añadiendo un menor tiempo al punto de recuperación de la inversión del caso analizado en el presente estudio.

Tabla 126: Payback de la inversión

Último periodo negativo	10
Valor absoluto Ult periodo neg	11,551.52 \$
Valor flujo siguiente periodo	32,434.17 \$
Payback:	10.64 Años

Nota: Fuente Elaboración propia.

Si bien es cierto los valores obtenidos en la Tabla 122 y Tabla 126 muestran que la inversión para los dos tipos de escenarios es rentable con un periodo de recuperación relativamente similar. De igual forma se puede observar que para el caso de Project Finance el VAN es menor respecto de la financiación total con fondos propios, lo cual se hace más notorio al tomar en cuenta los gastos previstos como CAPEX de mantenimiento.

Esto se debe a que en la estructura de financiamiento se está considerando una menor ganancia, ya que al estipular un financiamiento del 70% y el Capex de mantenimiento va a haber mayores gastos, lo cual se traduce en una menor rentabilidad ya que se están generando mayores gastos durante los primeros años de operación.

Tabla 127: Comparación TIR y VAN Autofinanciado vs. Project Finance: Sistema Solar Térmico

		Autofinanciado 100% Fondos Propios	Project Finance 30% Fondos Propios
En base a EBITDA menos Impuestos del Proyecto, sin CAPEX de Mantenimiento	TIR	11.88%	15.50%
	VAN	\$ 796,464.28	\$ 354,689.38
En base a Flujo de Caja Libre, con CAPEX de Mantenimiento	TIR	9.96%	12.88%
	VAN	\$ 683,085.42	\$ 284,809.23
	Payback	10.09 años	10.64 años

Nota: Fuente Elaboración propia.

5.8.3. Cálculo del Coste ponderado de la Energía (LCOE) para el Sistema Fotovoltaico

Para determinar el Coste ponderado de la Energía (LCOE), este estará supeditado a las tasas de interés (hipótesis) consideradas en el apartado 5.4.1, Tabla 98 y a la estructura de financiación considerado en el apartado 5.8.1, Tabla 111 donde se estableció el VAN y TIR para el Sistema Solar Fotovoltaico con 100% de fondos propios cuyos valores sirven como parámetros de entradas para establecer todos los costes tanto de OPEX como de CAPEX proyectados durante los 30 años de vida útil del proyecto para la rentabilidad, así como traerlos a valor presente para establecer su viabilidad. Estos valores se muestran en la Tabla 128.

Tabla 128: Costes de OPEX y CAPEX con financiación al 100% con Fondos Propios

	0	1	5	11	12	20	30	31
Producción (con degradación)			182.747	180.565	180.204	177.341	173.826	173.478
Ingresos			\$20.671,41	\$22.333,13	\$22.622,79	\$25.079,50	\$28.528,87	\$28.898,89
OPEX			-\$9.364,42	-\$11.171,90	-\$11.505,56	-\$14.561,56	-\$19.552,33	-\$20.137,40
CAPEX	-\$15.000,00	-\$53.270,00	\$0,00	-\$22.529,10	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Suma gastos + CAPEX	-\$15.000,00	-\$53.270,00	-\$9.364,42	-\$33.701,00	-\$11.505,56	-\$14.561,56	-\$19.552,33	-\$20.137,40
Suma Ingresos - gastos	-\$15.000,00	-\$53.270,00	\$11.306,99	-\$11.367,88	\$11.117,23	\$10.517,93	\$8.976,55	\$8.761,50
WACC // Factor de amortización	0,926	0,857	0,630	0,397	0,368	0,199	0,092	0,085

Nota: Fuente Elaboración propia.

De la Tabla 128 podemos observar que el CAPEX se ve influenciado con el mantenimiento a los 10, 20 y 28 años cuyas tasas de mantenimiento se establecieron conforme las hipótesis de la Tabla 98 y su amortización conforme el tipo de contrato sea por EPC o sin EPC, lo que repercute en los costes del proyecto al año actual.

Para la obtención del LCOE tendríamos que dividir la suma de todos los costes normalizados entre la producción anual del sistema considerando su degradación y su porcentaje de disponibilidad para toda la vida útil de la instalación, con lo cual la fórmula para el cálculo del LCOE quedaría de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{\sum(OPEX + CAPEX * (1 + WACC)^{(-N-1)})}{\sum((Produc Eléctrica * (1 - Degradación)^{(N-2)} * Disponibilidad) * (1 + WACC)^{(-N-1)})}$$

(26)

Al reemplazar los valores obtenidos de la Tabla 128 en la Ecuación 26 se obtiene el valor del LCOE para la instalación de 0.1063 \$/kWh.

De igual manera para la obtención del LROE, tendríamos que dividir la suma de todos los ingresos normalizados entre la producción anual del sistema considerando su degradación y su porcentaje de disponibilidad con su precio de venta del kWh, con lo cual la fórmula quedaría de la siguiente manera:

$$LROE = \frac{\sum Producción Eléctrica * Precio venta kWh * (1 + WACC)^{-(N-1)}}{\sum ((Producción Eléctrica * (1 - Degradación)^{(N-2)} * Disponibilidad) * (1 + WACC)^{-(N-1)})}$$

(27)

Al reemplazar los valores obtenidos de la Tabla 126 en la Ecuación 27 se obtiene el valor del LROE para la instalación de 0.1246 \$/kWh.

Por tanto, al ser el $LROE \geq LCOE$ el proyecto Solar Fotovoltaico es Viable.

Para el caso en que se destine un 70% de inversión y un 30% de fondos propios conforme el apartado 5.8.1 en la Tabla 115 referente a estructura financiera siguiendo el mismo procedimiento que para la obtención del LCOE sin financiamiento, se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 129: Costes de OPEX y CAPEX con financiación del 70% y Fondos Propios del 30%

	0	1	5	11	12	20	30	31
Producción (con degradación)			182.747	180.565	180.204	177.341	173.826	173.478
Ingreso			\$20.671,41	\$22.333,13	\$22.622,79	\$25.079,50	\$28.528,87	\$28.898,89
OPEX			-\$9.364,42	-\$11.171,90	-\$11.505,56	-\$14.561,56	-\$19.552,33	-\$20.137,40
CAPEX	-\$4.500,00	-\$15.981,00	\$0,00	-\$22.529,10	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Suma gastos + CAPEX	-\$4.500,00	-\$15.981,00	-\$9.364,42	-\$33.701,00	-\$11.505,56	-\$14.561,56	-\$19.552,33	-\$20.137,40
Suma Ingresos - Gastos	-\$4.500,00	-\$15.981,00	\$11.306,99	-\$11.367,88	\$11.117,23	\$10.517,93	\$8.976,55	\$8.761,50
WACC // Factor de amortización: 8.68%	0,920	0,847	0,607	0,368	0,339	0,174	0,076	0,070

Nota: Fuente Elaboración propia.

De los valores obtenidos en la Tabla 127 y mediante la Ecuación 26 y la Ecuación 27 se obtiene los siguientes valores de LCOE y LROE:

LCOE= 0.0821 \$/KWh

LROE= 0.1239 \$/kWh

Por tanto, al ser el $LROE \geq LCOE$ el proyecto Solar Fotovoltaico es **Viable**.

Tabla 130: Comparación de LCOE y LROE Autofinanciado vs. Project Finance: Sistema Fotovoltaico

	Autofinanciado 100% Fondos Propios	Project Finance 30% Fondos Propios
LCOE	\$ 0.1063	\$ 0.0821
LROE	\$ 0.1246	\$ 0.1239

Nota: Fuente Elaboración propia.

5.8.4. Cálculo del Coste ponderado de la Energía (LCOE) para el Solar Térmico

De igual manera como se llevó a cabo el cálculo del LCOE para el sistema solar Fotovoltaico, se establecerá el Coste ponderado de la Energía (LCOE) para el Sistema Solar Térmico, mismo que estará supeditado a las tasas de interés (hipótesis) consideradas en el apartado 5.4.2, Tabla 103 y a la estructura de financiación considerado en el apartado 5.8.1, Tabla 111 aplicable también para el sistema solar térmico donde se estableció el VAN y TIR con 100% de fondos propios cuyos valores sirven como parámetros de entradas para establecer todos los costes tanto de OPEX como de CAPEX proyectados durante los 30 años de vida útil del proyecto para la rentabilidad, así como traerlos a valor presente dichos valores para establecer su viabilidad, estos cálculos se muestran en la Tabla 131:

Tabla 131: Costes de OPEX y CAPEX con financiación al 100% con Fondos Propios

	0	1	5	11	12	20	30	31
Producción (con degradación)	-	-	626,613	611,724	609,277	590,051	566,870	564,602
Ingresos			\$81,004.87	\$86,469.59	\$87,415.57	\$95,365.62	\$106,327.51	\$107,490.73
OPEX			\$14,193.10	\$15,958.50	\$16,273.67	\$19,032.87	-\$23,157.16	-\$23,616.30
CAPEX	\$0.00	\$565,618.58	\$0.00	\$56,561.86	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Suma gastos + capex	\$0.00	\$565,618.58	\$14,193.10	\$72,520.36	\$16,273.67	\$19,032.87	-\$23,157.16	-\$23,616.30
Suma Ingresos - gastos	\$0.00	\$565,618.58	\$66,811.77	\$13,949.23	\$71,141.90	\$76,332.75	\$83,170.35	\$83,874.43
WACC // Factor de amortización	0.926	0.857	0.630	0.397	0.368	0.199	0.092	0.085

Nota: Fuente Elaboración propia.

De la Tabla 131 podemos observar que el CAPEX se ve influenciado con el mantenimiento a los 10, 20 y 28 años cuyas tasas de mantenimiento se establecieron conforme las hipótesis de la Tabla 103 y su amortización conforme el tipo de contrato sea por EPC o sin EPC, lo que repercute en los costes del proyecto al año actual.

Reemplazando la Producción de calor por la producción de electricidad en la fórmula 26 del apartado 5.8.3, se procede a la obtención del LCOE para el caso del 100% de fondos propios para el sistema Solar Térmico, tomando los valores obtenidos en la tabla 131 e insertándolos en dicha fórmula se tiene un valor de LCOE para la instalación de 0.1145 \$/kWh.

De igual manera para la obtención del LROE, tendríamos que dividir la suma de todos los ingresos normalizados entre la producción anual del sistema considerando su degradación y su porcentaje de disponibilidad con su precio de venta del kWh térmico, con lo cual la fórmula quedaría de la siguiente manera:

$$LROE = \frac{\sum Produccion\ Calor * Precio\ venta\ kWh * (1 + WACC)^{(-N-1)}}{\sum ((Produccion\ Calor * (1 - Degradacion)^{(N-2)} * Disponibilidad) * (1 + WACC)^{(-N-1)})}$$

(28)

Al reemplazar los valores obtenidos de la Tabla 131 en la Ecuación 28 se obtiene el valor del LROE para la instalación de 0.1422 \$/kWh.

Por tanto, al ser el LROE \geq LCOE el proyecto solar Térmico es **Viable**.

Para el caso en que se destine un 70% de inversión y un 30% de fondos propios conforme el apartado 5.8.2 en la Tabla 123 referente a estructura financiera siguiendo el mismo procedimiento que para el LCOE sin financiamiento se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 132: Costes de OPEX y CAPEX con financiación del 70% y Fondos Propios del 30%

	0	1	5	11	12	20	30	31
Producción (con degradación)	-	-	626,613	611,724	609,277	590,051	566,870	564,602
Ingresos			\$81,004. 87	\$86,469. 59	\$87,415. 57	\$95,365. 62	\$106,327. 51	\$107,49 0.73
OPEX			- \$14,193. 10	- \$15,958. 50	- \$16,273. 67	- \$19,032. 87	-\$ 23,157.16	- \$23,616. 30
CAPEX	\$0.00	\$169,685. 57	\$0.00	\$56,561. 86	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Suma gastos + capex	\$0.00	\$169,685. 57	\$14,193. 10	\$72,520. 36	\$16,273. 67	\$19,032. 87	-\$ 23,157.16	\$23,616. 30
Suma Ingresos - gastos	\$0.00	\$169,685. 57	\$66,811. 77	\$13,949. 23	\$71,141. 90	\$76,332. 75	\$ 83,170.35	\$83,874. 43
WACC // Factor de amortización 8.90 %	0.918	0.843	0.600	0.359	0.330	0.167	0.071	0.065

Nota: Fuente Elaboración propia.

De los valores obtenidos en la Tabla 132 y mediante la Ecuación 26 y la Ecuación 28 se obtiene lo siguientes valores de LCOE y LROE:

$$\text{LCOE} = 0.0586 \text{ \$/kWh}$$

$$\text{LROE} = 0.1412 \text{ \$/kWh}$$

Por tanto, al ser el $\text{LROE} \geq \text{LCOE}$ el proyecto solar Térmico es **Viable**.

Tabla 133: Comparación de LCOE y LROE Autofinanciado vs. Project Finance: Sistema Solar Térmico

	Autofinanciado 100% Fondos Propios	Project Finance 30% Fondos Propios
LCOE	\$ 0.1145	\$ 0.0586
LROE	\$ 0.1422	\$ 0.1412

Nota: Fuente Elaboración propia.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- El sistema solar fotovoltaico dimensionado en el presente proyecto resulta viable en los aspectos técnico y económico bajo los términos planteados, es decir tomando en cuenta una subvención estatal, alcanzando un ahorro energético y económico que permite recuperar la inversión en el plazo de 7 a 8 años.
- La propuesta de implementación de sistemas de producción de energía térmica solar para dotación de ACS y calefacción para cada vivienda de la urbanización, integrados en un solo proyecto de inversión, resulta viable en los aspectos técnico y económico, en un contexto en que el GLP carezca de subsidio, alcanzando una recuperación de la inversión global en un plazo de 10 a 11 años.
- Después de haber realizado el estudio comparativo entre el sistema solar fotovoltaico y el solar termoeléctrico se concluye que el costo por MWh del primero está muy por debajo del sistema termoeléctrico, llegando el sistema solar a costar 105 \$/MWh generado, mientras que en el sistema termoeléctrico tiene un costo de 290 \$/MWh generado, por lo cual se lo considera económicamente no viable y se ha seleccionado el sistema solar fotovoltaico para cubrir la demanda eléctrica de las 100 viviendas.
- La recuperación de la inversión en un sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica dependerá en gran medida del costo del valor de la energía fijado en el contrato de venta entre el usuario final con la distribuidora, de ahí que la recuperación de la inversión se vería aminorada si se manejara un mercado spot en el actual mercado eléctrico mayorista, mismo que permitiría mayores ingresos en las liquidaciones energéticas.
- La actual regulación ARCERNR-001/2021 que mantiene el país permiten el desarrollo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red con el fin de mejorar la estabilidad del sistema de distribución, y permitir al usuario final formar parte del mercado eléctrico al inyectar energía renovable y satisfacer parte de la demanda de la distribuidora, mejorar las pérdidas en el sistema, mejorar la estabilidad de la red y ser retribuidos económicamente.

- Con el avance del mundo tecnológico se desarrollan tecnologías que abaratan el costo de los paneles fotovoltaicos y de sus inversores los cuales permiten una gestión de todo un sistema de manera remota y disminuir su tiempo de retorno de la inversión, lo cual le permite ser rentable en el tiempo y económicamente viable.
- Para la recuperación de la inversión del sistema Solar Térmico aplicado a ACS y Calefacción, se ha tomado en cuenta la demanda diaria del conjunto de las 100 viviendas, no obstante, también se ha considerado la implementación de un sistema auxiliar, mismo que mantendrá la confiabilidad del sistema cuando los colectores no llegaran a cubrir la demanda de consumo.
- Con los dos tipos de contratos analizados para la viabilidad económica tanto para el sistema fotovoltaico como solar térmico es evidente que el tipo de contrato EPC es más atractivo para cualquier inversionista debido a que aminora su payback a lo largo de la vida útil del proyecto para cada sistema energético analizado.

6.2. Recomendaciones

- Ante la posibilidad de que la obtención de un beneficio financiero en el mediano a largo plazo provoque poco interés por parte de los usuarios residenciales al momento de decidir sobre la implementación de proyectos similares a los propuestos, es necesario promover mecanismos de incentivos o retribuciones para lograr una masificación de la inversión particular en tecnologías basadas en energías renovables.
- En vista de que el acceso a fuentes de financiamiento y convenios con entidades estatales es más alcanzable al realizarlo desde grupos organizados, se debería actualizar la normativa y reglamentación técnica de modo que se contemple y promueva el desarrollo de comunidades energéticas, ya que actualmente se enfoca a usuarios individuales.
- Al no existir abiertamente acceso a datos precisos sobre los costos reales de promoción de proyectos de energía solar, se puede plantear el desarrollo de trabajos académicos que permitan determinar dichos costos por medio de estudios pormenorizados en varios escenarios y escalas.
- Analizar con los entes rectores del sector eléctrico la viabilidad de que en el país se maneje un mercado spot, donde los proyectos renovables tengan una mayor inserción a

nivel residencial, industrial y comercial con la posibilidad de fomentar el desarrollo de estas tecnologías.

- Se debe tomar en cuenta la inserción de la mano de obra femenina, ya que impulsa el crecimiento, el desarrollo del proyecto y promueve la igualdad entre géneros, estableciendo que tanto hombres como mujeres poseen las mismas capacidades para realizar un trabajo. En el caso de estudio analizado la mano de obra femenina ayuda a la supervisión en la fase de la implementación y puesta en marcha del sistema solar fotovoltaico.
- A nivel de factibilidad técnica del proyecto fotovoltaico, este puede cumplir su objetivo por un lado por la ubicación de El Manantial, debido a las características de radiación solar con las que cuenta el Ecuador, al encontrarse en latitud 0° y por otro lado al porcentaje de incentivo o subvención establecido por el gobierno para que los usuarios finales se encaminen por este tipo de tecnología renovable.
- La diversificación de la matriz energética del Ecuador requiere de un sinnúmero de proyectos como el planteado en nuestro PBL, mismo que podrán llegar a concluirse siempre que se cuente con el apoyo y participación del sector público – privado, para de esta manera contrarrestar el uso actual de fuentes de origen fósil y así progresivamente llegar a ser un país energéticamente verde.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agencia de Regulación y Control de Energía ARCONEL (2018). Regulación No. ARCONEL-003-18. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiAjfO2y6_2AhWDsDEKHSQyDekQFnoECAMQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.regulacioneolica.gob.ec%2Fwp-content%2Fuploads%2Fdownloads%2F2019%2F01%2FCodificacion-Regulacion-No.-ARCONEL-003-18.pdf&usq=AOvVaw0JNvN83iMG1tBNX2_EMyVz
- Agencia de Regulación y Control de Energía ARCONEL (2020). Estadísticas Anuales y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano (2020). Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/estadisticas-del-sector-electrico-ecuadoriano-buscar/>
- Agencia de Regulación y Control de Energía ARCONEL (2021). Regulación No. ARCERNNR-001-21. Disponible en: [Microsoft Word - Resolución Nro. ARCERNNR-013-2021.doc \(energiaestrategica.com\)](https://energiaestrategica.com/microsoft-word-resolucion-nro-arcernnr-013-2021.doc)
- Atlas Solar del Ecuador (2008). Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. Disponible en: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00041.pdf>
- Barreto, G. (2014) “Metodología de aplicação de geração distribuída fotovoltaica em baixa tensão nos reticulados subterrâneos das distribuidoras de energia eléctrica,” Ph.D. dissertation, Universidad de São Paulo [Online]. Disponible en: <https://goo.gl/W93aLG>
- Diez Farhat, Said. (2016) “METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL EN EL MODELO DEL WACC”. Disponible en: <https://editorial.ucsg.edu.ec/ojs-empresarial/index.php/empresarial-ucsg/article/viewFile/50>
- Energías Renovables, El Periodismo de las Energías Limpias (2013). Inauguran la primera planta fotovoltaica de Ecuador. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/inauguran-la-primera-planta-fotovoltaica-de-ecuador-20130115>
- EPMAPS (2022). Actualización de la información - Sistema de Distribución del DMQ. Disponible en: [Sistema de Distribución - Bienvenido a EPMAPS \(aguato.gob.ec\)](https://sistema.distribucion-bienvenido.aquato.gob.ec)
- Global Solar Atlas (2021). Atlas del sector eléctrico ecuatoriano. Disponible en: https://drive.google.com/drive/folders/1d7W_xP5aZ_larNhwmzJbc17qYReAA6gt

- INEN (2009) “Norma Técnica Ecuatoriana - Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar para uso Sanitario en el Ecuador”. Disponible en: https://drive.google.com/drive/folders/1-ytoQC UyqYNNwZnjfyaWGUNp4dQYSD_g
- IRENA (2020) “COSTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN 2020”. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020_Summary_ES.pdf
- Lapo-Maza, María del Carmen, Tello-Sánchez, Michelle Gioconda, & Mosquera-Camacás, Sandra Carolina. (2021). Rentabilidad, capital y riesgo crediticio en bancos ecuatorianos. Investigación administrativa, 50(127), 12702. Epub 02 de marzo de 2021. <https://doi.org/10.35426/iav50n127.02> Disponible en: [Rentabilidad, capital y riesgo crediticio en bancos ecuatorianos \(scielo.org.mx\)](https://scielo.org.mx/Rentabilidad, capital y riesgo crediticio en bancos ecuatorianos)
- MAE. (2013). Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador Informe 2013 [En línea]. Disponible en: <http://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/03/Factor-de-emisi%C3%B3n-2013-PUBLICADO.pdf>
- Masabanda, V. (2015) “MODELO ECONÓMICO PARA LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES”. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/11278/3/UPS-KT01202.pdf>
- NEC-11, (2014) “Norma Ecuatoriana de la Construcción”, capítulo 14 Energías Renovables. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1LDxF3wbAcc76eq9jgfDhQw8o_VSKp-z5/view?usp=sharing
- Novoa, E (2015) “Manual de operación y mantenimiento preventivo y correctivo para Parques fotovoltaicos en el Ecuador”, Tesis de Grado, Universidad Politécnica Nacional, Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10602>
- OLADE. (2008) Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. Organización Latinoamericana de Energía. [Online]. Disponible en: <https://goo.gl/xyQQTt>
- Organización Meteorológica Mundial, (2019). Disponible en: <https://public.wmo.int/es/acerca-de-la-omm>
- Ortiz, M (2019). Análisis técnico y financiero de un proyecto fotovoltaico. Proyecto Fin de Carrera / Trabajo Fin de Grado, E.T.S.I. Industriales (UPM). Disponible en: https://oa.upm.es/56695/1/TFG_MANUEL_ORTIZ_CACHA.pdf

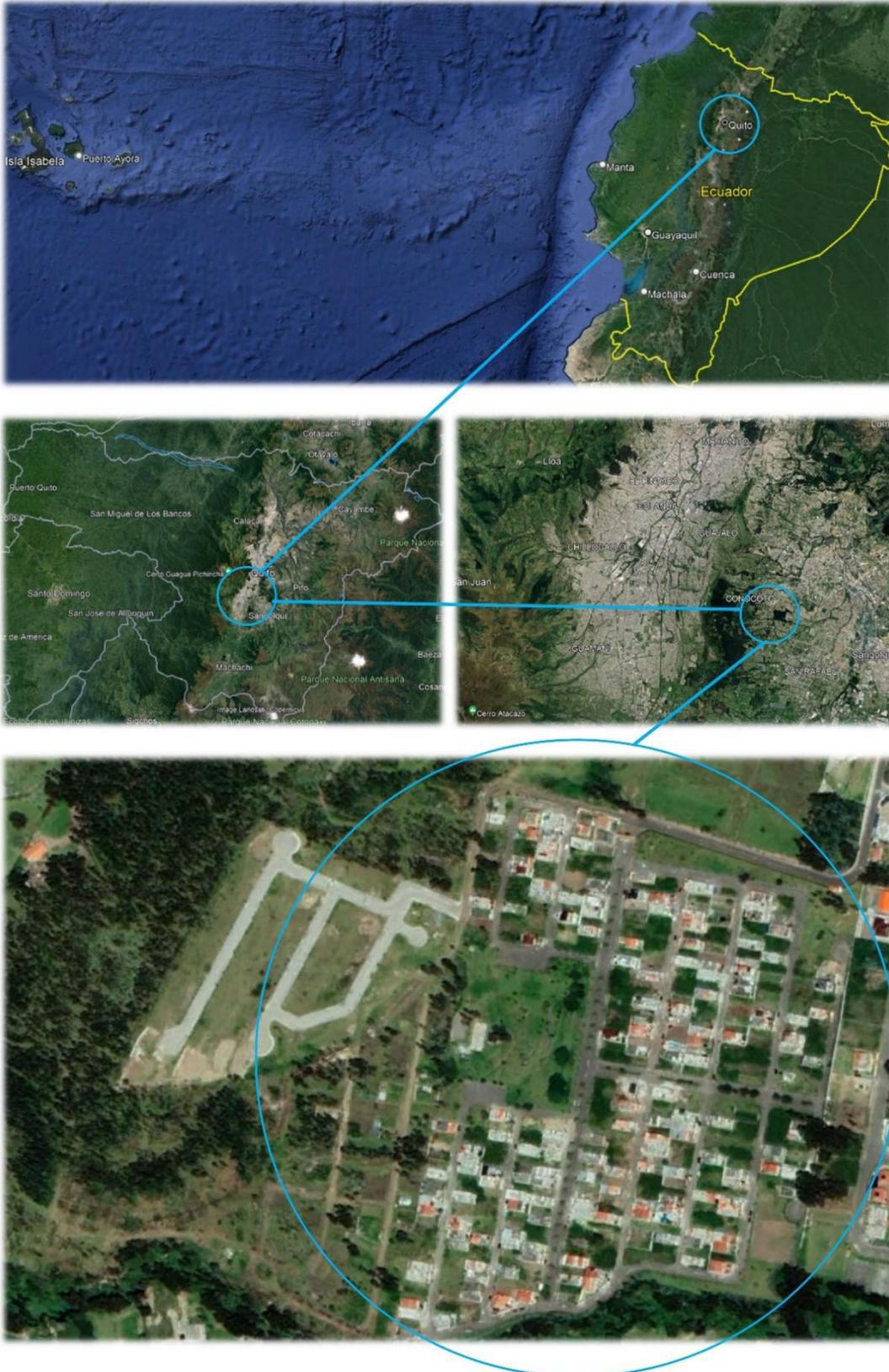
- Pesántez, J. (2012). Reducción de costos en el calentamiento de agua en Ecuador, a través de la sustitución de calefones con uso de GLP por sistemas de energía solar térmica. Revista Científica Y Tecnológica UPSE. Disponible en: <https://incyt.upse.edu.ec/ciencia/revistas/index.php/rctu/article/view/2>
- Sánchez, M. (2010) “Metodología de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) para uso en luminarias del edificio 3 de la ESIME Zacatenco”, Tesis, 2012, pág. 17. Disponible en: https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/36647796/estado_del_arte-with-cover-page-v2.pdf?Expires=1648439111&Signature=MyXDr0Hee3nGbymKcnHcWtgvgw9eBLSW6FCAC671I9CYBewWiHemSEwOxqb~fStzkUhCb6i1yIM-J5QKCj5UNnJ1xJRSFsLnDeitYK2-C5Nn9cwJ3QedUV3Dyd32UI8J11mL~83DxQPKA0TqH~i4YEFrXwOGPnB1~1gvL9ndMO3NAtHC1f4AXnF7Qydn9rcIRUCa9fF5LG65Jgcb5ERhQHxkMAAnuo1INLnDq8OBNsJsERxEzc708tZxpMxSbRwBPH69tM~8prZmMTn10xfn55dqxMCOd1OMOXVblvrdBYCRJJstT270dglp~Hwd9oAN7yZqxn-YArI4wGqbflg_&Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA
- Sistener (2018) “El Apalancamiento Financiero en un Proyecto Solar”. Disponible en: <https://www.grupo-sistener.com/el-financiamiento-es-la-clave/>
- Sitio Solar (2014). La historia de la energía solar fotovoltaica. Disponible en: <http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>
- Uriarte, J (2020) “Contaminación Térmica”. Disponible en: <https://www.caracteristicas.co/contaminacion-termica/#ixzz7Ui5DQA4O>

8 APÉNDICES

APÉNDICE 1

Área de influencia del proyecto

UBICACIÓN Y ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO – GOOGLE EARTH



APÉNDICE 2

*Reporte de situación y
disponibilidad del recurso solar
en el área del proyecto –
Global Solar Atlas*

GLOBAL SOLAR ATLAS
BY WORLD BANK GROUP

Conocoto

-00.31144°,-078.49588°
Manuel de Ascasubi, Conocoto, Pichincha, Ecuador
Time zone: UTC-05, America/Guayaquil [ECT]

🕒 Report generated: 23 Mar 2022

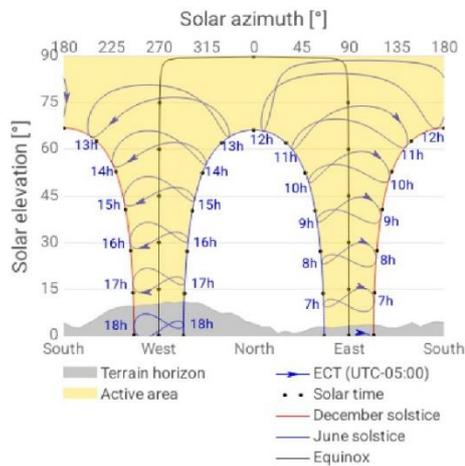
SITE INFO

Map data		Per year
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1646.4 kWh/kWp
Direct normal irradiation	DNI	1720.2 kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	2026.9 kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	821.4 kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	2029.6 kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	4 / 0 °
Air temperature	TEMP	15.5 °C
Terrain elevation	ELE	2617 m

Map



Horizon and sunpath



PVOUT map



GLOBAL SOLAR ATLAS
BY WORLD BANK GROUP

PV ELECTRICITY AND SOLAR RADIATION

Annual averages

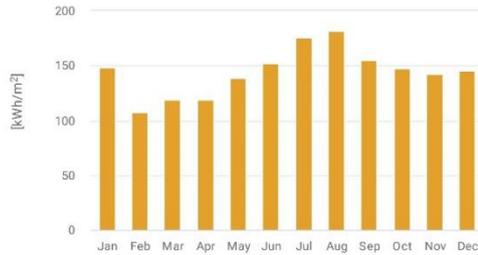
Direct normal irradiation

1731.1

kWh/m² per year

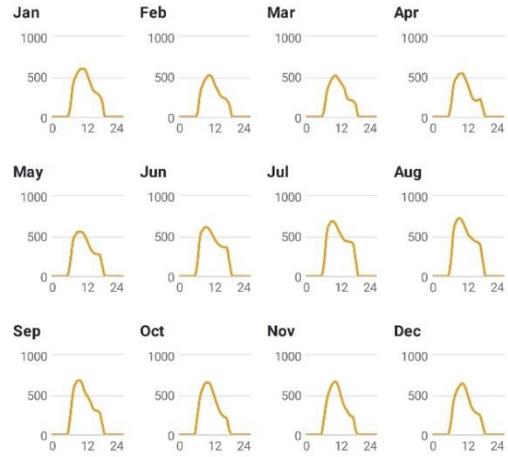
Monthly averages

Direct normal irradiation



Average hourly profiles

Direct normal irradiation [Wh/m²]



UTC-05

Average hourly profiles

Direct normal irradiation [Wh/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6												
6 - 7	101	40	74	113	154	148	152	159	201	222	195	125
7 - 8	395	292	306	388	432	493	535	552	526	476	431	408
8 - 9	506	413	419	488	520	581	653	685	648	592	560	539
9 - 10	574	483	486	535	553	611	683	722	681	654	638	608
10 - 11	602	518	515	544	550	590	651	685	654	653	665	642
11 - 12	595	498	472	477	506	530	575	605	548	577	601	594
12 - 13	515	402	418	386	428	458	507	521	480	463	471	479
13 - 14	414	332	358	276	342	407	451	481	411	353	361	360
14 - 15	330	261	239	212	292	377	435	445	323	272	299	298
15 - 16	298	239	210	203	275	363	426	425	301	227	240	265
16 - 17	267	211	198	221	271	357	407	395	283	205	220	241
17 - 18	188	147	146	110	133	171	197	186	133	48	51	115
18 - 19												
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	4785	3836	3842	3954	4457	5085	5673	5861	5181	4742	4732	4676

GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

GLOSSARY

Acronym	Full name	Unit	Type of use
DIF	Diffuse horizontal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average yearly, monthly or daily sum of diffuse horizontal irradiation (© 2021 Solargis)
DNI	Direct normal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average yearly, monthly or daily sum of direct normal irradiation (© 2021 Solargis)
ELE	Terrain elevation	m, ft	Elevation of terrain surface above/below sea level, processed and integrated from SRTM-3 data and related data products (SRTM v4.1 © 2004 - 2021, CGIAR-CSI)
GHI	Global horizontal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global horizontal irradiation (© 2021 Solargis)
GTI	Global tilted irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation (© 2021 Solargis)
GTI _{opta}	Global tilted irradiation at optimum angle	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation for PV modules fix-mounted at optimum angle (© 2021 Solargis)
OPTA	Optimum tilt of PV modules	°	Optimum tilt of fix-mounted PV modules facing towards Equator set for maximizing GTI input (© 2021 Solargis)
PVOUT _{total}	Total photovoltaic power output	kWh, MWh, GWh	Yearly and monthly average values of photovoltaic electricity (AC) delivered by the total installed capacity of a PV system (© 2021 Solargis)
PVOUT _{specific}	Specific photovoltaic power output	kWh/kWp	Yearly and monthly average values of photovoltaic electricity (AC) delivered by a PV system and normalized to 1 kWp of installed capacity (© 2021 Solargis)
TEMP	Air temperature	°C, °F	Average yearly, monthly and daily air temperature at 2 m above ground. Calculated from outputs of ERA5 model (© 2021 ECMWF, post-processed by Solargis)

ABOUT

This pdf report (the "Work") is automatically generated from the Global Solar Atlas online app (<https://globalsolaratlas.info/>), prepared by Solargis under contract to The World Bank, based on a solar resource database that Solargis owns and maintains. It provides the estimated solar resource, air temperature data and potential solar power output for the selected location and input parameters of a photovoltaic (PV) power system.

Copyright © 2021 The World Bank
1818 H Street NW, Washington DC 20433, USA

The World Bank, comprising the International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) and the International Development Association (IDA), is the commissioning agent and copyright holder for this Work, acting on behalf of The World Bank Group. The Work is licensed by The World Bank under a Creative Commons Attribution license (CC BY 4.0 IGO) with a mandatory and binding addition (please refer to the GSA website for full terms and conditions of use <https://globalsolaratlas.info/support/terms-of-use>).

The World Bank Group disclaims all warranties of any kind related to the provision of the Work.

The Work is made available solely for general information purposes. Neither the World Bank, Solargis nor any of its partners and affiliates hold the responsibility for the accuracy and/or completeness of the data and shall not be liable for any errors, or omissions. It is strongly advised that the Work be limited to use in informing policy discussions on the subject, and/or in creating services that better educate relevant persons on the viability of solar development in areas of interest. As such, neither the World Bank nor any of its partners on the Global Solar Atlas project will be liable for any damages relating to the use of the Work for financial commitments or any similar use cases. Solargis has done its utmost to make an assessment of solar climate conditions based on the best available data, software, and knowledge.

Sources: Solar database and PV software © 2021 Solargis

APÉNDICE 3

Reporte de simulación de la instalación mediante la herramienta en línea HelioScope

Manantial 1 El Manantial, El Manantial, Conocoto, Quito

Diseño	
Diseño	Manantial 1
Placa de identificación de CC	123,3 kilovatios
Placa de identificación de CA	120,0 kW (1,03 CC/CA)
Última modificación	Israel García (Hoy a las 13:49)



Componentes		
Componente	Nombre	Contar
inversores	Primo 15.0-1 (Fronius)	8 (120,0 kilovatios)
Instrumentos de cuerda	10 AWG (Cobre)	16 (448,3m)
Módulo	Trina Solar, TSM-DE21 670 (670W)	184 (123,3 kilovatios)

Segmentos de campo									
Descripción	Atroz	Orientación	Inclinación	Azimut	Espaciamiento entre hileras	Tamaño del marco	marcos	Módulos	Energía
B01 T01	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	104.21585°	0,5 metros	1x1	dieciséis	dieciséis	10,7 kilovatios
B01 T02	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	104.21585°	0,5 metros	1x1	7	7	4,69 kilovatios
B02 T03	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	104.21585°	0,5 metros	1x1	15	15	10,1 kilovatios
B02 T04	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	104.21585°	0,5 metros	1x1	8	8	5,36 kilovatios
B03 T05	Inclinación fija	Paisaje (Horizontal)	18,4°	99.59313°	0,0 metros	1x1	9	9	6,03 kilovatios
B03 T06	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	10	10	6,70 kilovatios
B03 T07	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	4	4	2,68 kilovatios
B04 T08	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	18	18	12,1 kilovatios
B04 T09	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	5	5	3,35 kilovatios
B05 T10	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	18	18	12,1 kilovatios
B05 T11	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	5	5	3,35 kilovatios
B06 T12	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	11	11	7,37 kilovatios
B06 T13	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	12	12	8,04 kilovatios
B08 T15	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	10	10	6,70 kilovatios
B08 T16	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	10	10	6,70 kilovatios
B08 T17	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	3	3	2,01 kilovatios
B07 T14	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	23	23	15,4 kilovatios

Zonas de cableado

Descripción	Polos combinadores	Tamaño de cadena	Estrategia de encordado
Bloque 1	-	9-12	a lo largo de estanterías
Bloque 2	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 3	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 4	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 5	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 6	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 7	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 8	-	9-12	a lo largo de estanterías

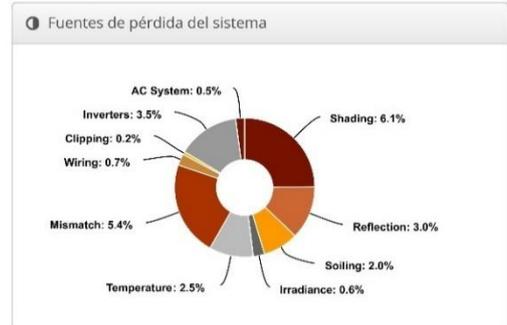
Diseño detallado



Manantial 1 El Manantial, El Manantial, Conocoto, Quito

Informe	
Nombre del proyecto	El Manantial
Descripción del Proyecto	Sistema Fotovoltaico
Dirección del proyecto	El Manantial, Conocoto, Quito
Preparado por	Israel García isrra84@gmail.com

Métricas del sistema	
Diseño	Manantial 1
Placa de identificación de CC del módulo	123,3 kilovatios
Placa de identificación de CA del inversor	Relación de carga de 120,0 kW : 1,03
Producción anual	187,6 MWh
Relación calidad	78,0%
kWh/kWp	1,521.7
Conjunto de datos meteorológicos	TMY, cuadrícula de 10 km, meteonorma (meteonorma)
Versión del simulador	5059dd9741-c5e0721255-7687e1d04d-81a823811a



⚡ Producción anual			
	Descripción	Producción	% delta
Irradiación (kWh/m ²)	Irradiación horizontal global anual	1,994,4	
	Irradiación POA	1,950,7	-2,2%
	Irradiación sombreada	1.832,2	-6,1%
	Irradiación después de la reflexión	1.776,6	-3,0%
	Irradiación después de ensuciarse	1,741,0	-2,0%
	Irradiación total del colector	1.742,3	0,1%
Energía (kWh)	Placa de nombre	214.927,4	
	Salida a niveles de irradiación	213.558,1	-0,6%
	Salida a temperatura de celda reducida	208.225,3	-2,5%
	Salida después de la discrepancia	196.994,4	-5,4%
	Salida de CC óptima	195.708,2	-0,7%
	Salida de CC restringida	195.380,8	-0,2%
	Salida del inversor	188,532,0	-3,5%
	Energía a la Red	187.589,3	-0,5%
Métricas de temperatura			
Promedio Temperatura ambiente de funcionamiento		14,1 °C	
Promedio Temperatura de la celda de operación		23,9 °C	
Métricas de simulación			
Horas de funcionamiento		4623	
Horas resueltas		4623	

☁ Conjunto de condiciones												
Descripción	Condiciones 1											
Conjunto de datos meteorológicos	TMY, cuadrícula de 10 km, meteonorma (meteonorma)											
Ubicación del ángulo solar	Meteo Lat/Lng											
Modelo de transposición	Modelo Pérez											
Modelo de temperatura	Sandía modelo											
Parámetros del modelo de temperatura	Tipo de estante	a	B	Delta de temperatura								
	Inclinación fija	-3.56	-0.075	3°C								
	Montaje empotrado	-2.81	-0.0455	0°C								
Suciedad (%)	j	F	METRO	A	METRO	j	j	A	S	O	norte	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Variación de irradiación	5%											
Propagación de la temperatura de la celda	4°C											
Rango de agrupamiento de módulos	-2,5% a 2,5%											
Reducción de potencia del sistema de CA	0,50%											
Caracterizaciones del módulo	Módulo	Subido por		Caracterización								
	TSM-DE21 670 (Trina Solar)	laboratorios de folsom		Caracterización de hoja de especificaciones, PAN								
Caracterizaciones de componentes	Dispositivo	Subido por		Caracterización								

📦 Componentes		
Componente	Nombre	Contar
inversores	Primo 15.0-1 (Fronius)	8 (120,0 kilovatios)
Instrumentos de cuerda	10 AWG (Cobre)	16 (448,3m)
Módulo	Trina Solar, TSM-DE21 670 (670W)	184 (123,3 kilovatios)

🏠 Zonas de cableado			
Descripción	Polos combinadores	Tamaño de cadena	Estrategia de encordado
Bloque 1	-	9-12	a lo largo de estanterías
Bloque 2	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 3	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 4	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 5	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 6	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 7	-	9-12	a lo largo de estanterías
Cableado Zona 8	-	9-12	a lo largo de estanterías

☰ Segmentos de campo									
Descripción	Atroz	Orientación	Inclinación	Azmut	Espaciamiento entre hileras	Tamaño del marco	marcos	Módulos	Energía
B01 T01	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	104.21585°	0,5 metros	1x1	17	dieciséis	10,7 kilovatios
B01 T02	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	104.21585°	0,5 metros	1x1	8	7	4,69 kilovatios
B02 T03	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	104.21585°	0,5 metros	1x1	dieciséis	15	10,1 kilovatios
B02 T04	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	104.21585°	0,5 metros	1x1	10	8	5,36 kilovatios
B03 T05	Inclinación fija	Paisaje (Horizontal)	18,4°	99.59313°	0,0 metros	1x1	11	9	6,03 kilovatios
B03 T06	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	10	10	6,70 kilovatios
B03 T07	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	4	4	2,68 kilovatios
B04 T08	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	20	18	12,1 kilovatios
B04 T09	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	8	5	3,35 kilovatios
B05 T10	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	21	18	12,1 kilovatios
B05 T11	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	11	5	3,35 kilovatios
B06 T12	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	11	11	7,37 kilovatios
B06 T13	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	15	12	8,04 kilovatios
B08 T15	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	10	10	6,70 kilovatios
B08 T16	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	11	10	6,70 kilovatios
B08 T17	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	4	3	2,01 kilovatios
B07 T14	Inclinación fija	Retrato (vertical)	18,4°	99.59313°	0,5 metros	1x1	29	23	15,4 kilovatios

Diseño detallado

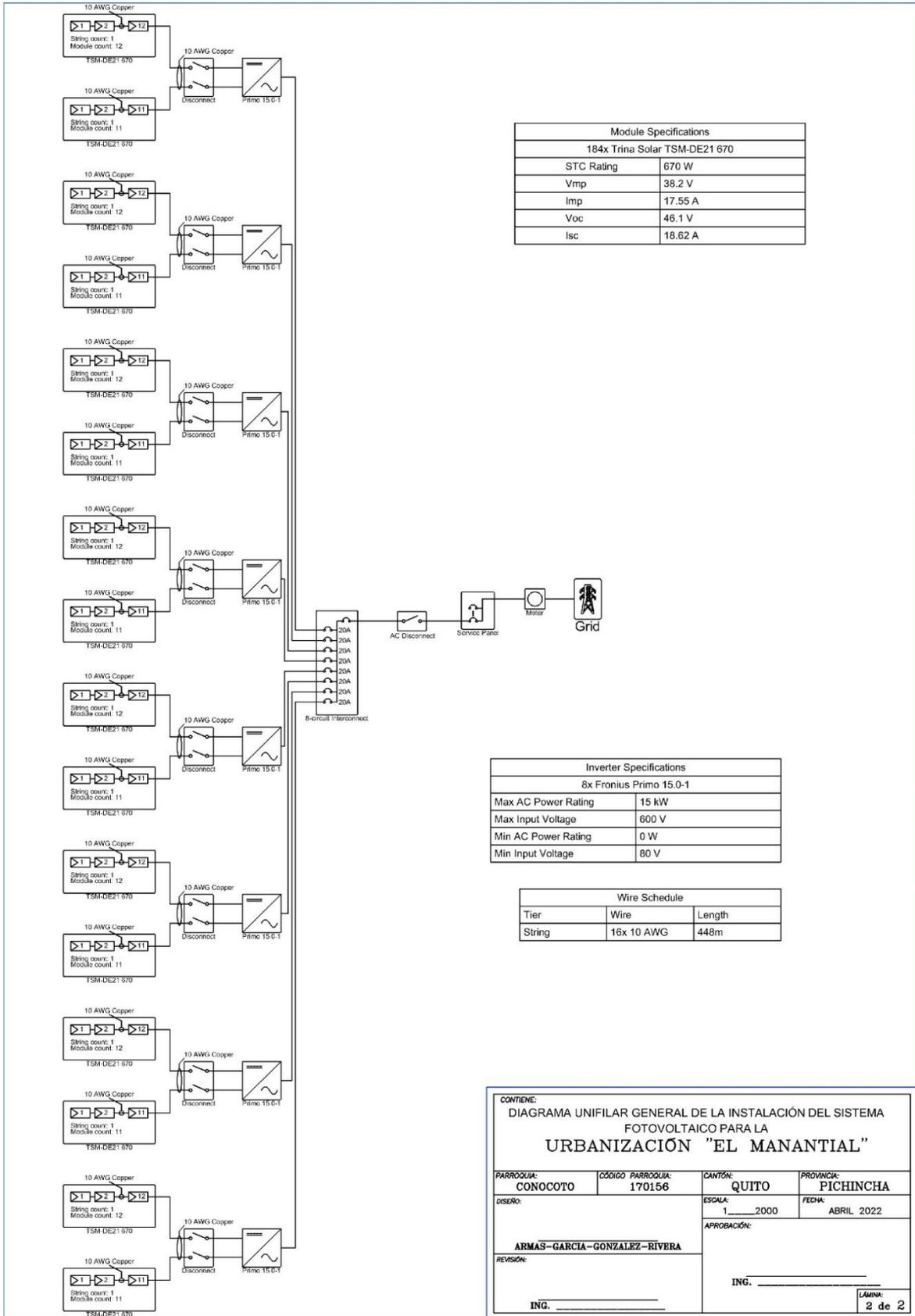


APÉNDICE 4

Plano de ubicación de los paneles y diagrama unifilar de la instalación



CONTIENE:			
PLANO DE UBICACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS EN LA URBANIZACIÓN "EL MANANTIAL"			
PARROQUIA: CONOCOTO	CÓDIGO PARROQUIA: 170156	CANTÓN: QUITO	PROVINCIA: PICHINCHA
DISEÑO: ARMAS-GARCIA-GONZALEZ-RIVERA		ESCALA: 1:2000	FECHA: ABRIL 2022
REVISIÓN:		APROBACIÓN:	
ING. _____		ING. _____	
			FOLIO: 1 de 2



APÉNDICE 5

*Hoja de datos técnicos del
Panel Fotovoltaico Trinasolar
VERTEX TSM-DE21-670*

Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE21

POWER RANGE: 645-670W

670W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.6%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

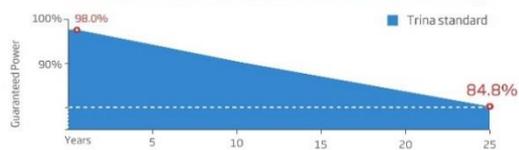
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates



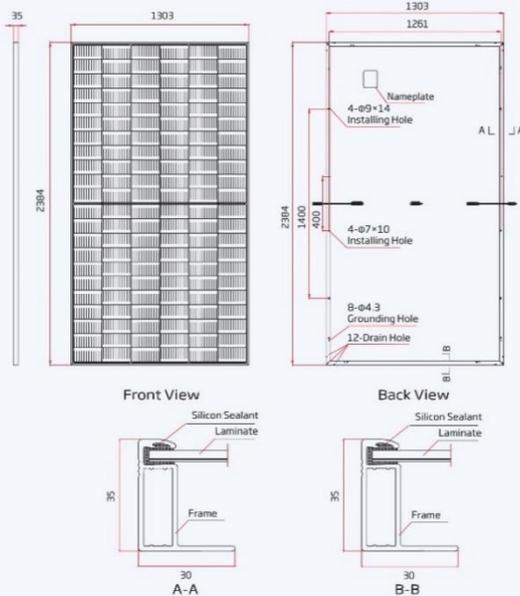
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System

Trinasolar

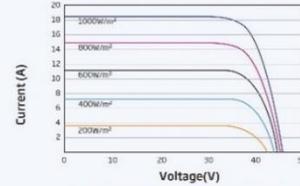


BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

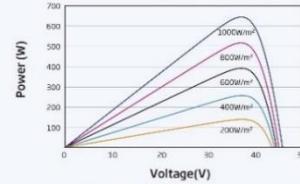
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



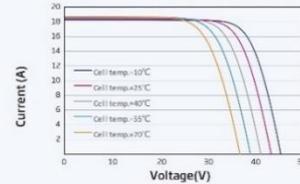
I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(650W)



I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

	645	650	655	660	665	670
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η_m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	488	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.8	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	14.05	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.82	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*35 mm (93.86*51.30*1.38 inches)
Weight	33.6 kg (74.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 6B rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box:	31 pieces
Modules per 40' container:	558 pieces

APÉNDICE 6

Ficha Técnica SOLARBLOC – Sistemas de soporte para paneles fotovoltaicos

1.1 USO DEL SISTEMA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOLARBLOC® es un sistema patentado para el montaje de módulos solares sobre cubiertas y superficies planas.



El sistema Solarbloc® permite fijar los módulos solares directamente al soporte sin utilizar estructura metálica. **Los soportes Solarbloc® se fabrican en ocho grados distintos, 3°, 10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30° y 34°.** Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.

Características de Solarbloc®:

- Sistema de montaje FV de un sólo componente.
- Soporte auto-lastrado, fabricado en hormigón.
- Resistencia y larga durabilidad a los agentes atmosféricos.
- Fijación del panel mediante carril de hormigón incorporado al soporte.
- Elimina la estructura metálica.
- Elimina el proceso de perforado y anclajes a la cubierta.
- Acorta el tiempo de montaje de las instalaciones FV.

Más información en solarbloc.es

1.3

DATOS TÉCNICOS SOLARBLOC®

CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

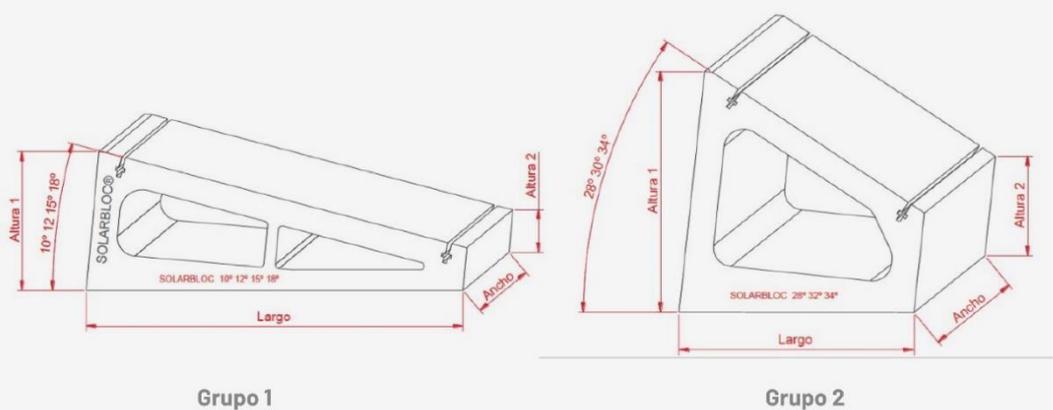
10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30°, 34°

SOLARBLOC® es un sistema patentado para el montaje de módulos solares sobre cubiertas y superficies planas.

DIMENSIONES Y PESOS SEGÚN LA INCLINACIÓN

Inclinación apoyos

Grupo	Grupo 1				Grupo 2		
Inclinación	10°	12°	15°	18°	28°	30°	34°
Altura 1 (cm)	33,24	34,97	37,47	40,94	56,95	58,94	62,84
Altura 2 (cm)	15,96	14,21	11,54	9,91	26,11	26,03	25,96
Largo (cm)	100,0	100,0	100,06	100,38	60,00	60,04	60,32
Ancho (cm)	16,00	16,00	16,00	16,00	23,50	23,50	23,50
Peso (kg)	60,00	60,00	60,00	60,00	68,00	71,30	77,80
Composición	HM-20						



Más información en solarbloc.es

1.6 DIAGRAMA DE RECOMENDACIONES Y OBLIGACIONES DE USO DEL LASTRE DE REFUERZO SOLARBLOC®

Esta información se basa en las recomendaciones del fabricante para el refuerzo de instalaciones sometidas a altas cargas de vientos. PREVIAMENTE calculadas y verificadas por las empresas instaladoras.

USOS DE REFUERZO DE LASTRE SOBRE SOLARBLOC® CUBIERTA
✘ No necesario (a valorar según cálculo de vientos)
✓ Recomendable
✓✓ Muy recomendable
✓✓✓ Obligatorio

ÁNGULO DE INCLINACIÓN	PANEL ≤ 1,65 M HORIZONTAL	PANEL ≤ 1,65 M VERTICAL	PANEL ≥ 1,65 M HORIZONTAL	PANEL ≥ 1,65 M VERTICAL
SOLARBLOC® 3°	✘	✘	✘	✘
SOLARBLOC® 10°	✘✓	✘✓	✘✓✓	✘✓✓
SOLARBLOC 12°	✘✓	✘✓	✘✓✓	✘✓✓
SOLARBLOC 15°	✘✓	✘✓✓	✘✓✓	✓✓✓
SOLARBLOC 18°	✘✓	✘✓✓	✘✓✓	✓✓✓
SOLARBLOC 28°	✘✓	Montaje incompatible ☹	✘✓✓	Montaje incompatible ☹
SOLARBLOC 30°	✘✓	Montaje incompatible ☹	✘✓✓	Montaje incompatible ☹
SOLARBLOC 34°	✘✓	Montaje incompatible ☹	✘✓✓	Montaje incompatible ☹

Más información en solarbloc.es

APÉNDICE 7

Hoja de datos técnicos del Inversor Fronius Primo 15.0-1

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS PRIMO

EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR RESIDENCIAL ESTÁ AQUÍ



/ PC Board
Proceso de reemplazo



/ SnapINverter
Sistema de instalación



/ Integrated Data
Comunicación



/ Superflex
Diseño



/ Smart Grid & NEC
Certificación 2014



/ AFCI
Integrado

Con rangos de potencia desde 3.8 kW a 15.0 kW, el Fronius Primo es el inversor compacto monofásico sin transformador ideal para aplicaciones residenciales. Su diseño está basado en el sistema de instalación SnapINverter, el cual permite instalaciones y reparaciones sencillas y seguras.

El Fronius Primo tiene características únicas como dos seguidores de máxima potencia, alto voltaje de sistema, un amplio rango de voltaje de entrada y puede instalarse en interior y exterior. Como funciones estándar incluye interfaces Wi-Fi®* y SunSpec Modbus para monitoreo y datalogging, interrupción de circuito por falla de arco (AFCI) probada en campo, certificación NEC 2014 y la plataforma en línea para monitoreo móvil Solar.web. Está diseñado para adaptarse a requerimientos futuros, por lo cual ofrece una solución completa a los cambios de normativas e innovaciones técnicas del mañana. También es compatible con la caja de apagado rápido Fronius Rapid Shutdown Box.

DATOS TÉCNICOS

DATOS GENERALES	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0 - 15.0
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	50.5 x 63 x 20.6 centímetros	51.05 x 72.39 x 22.60 centímetros
Peso (kg)	21.45	37.42
Grado de protección	NEMA 4X	
Consumo durante la noche	< 1 W	
Tipología de inversor	Sin transformador	
Enfriamiento	Velocidad de ventilador variable	
Instalación	Interior y exterior	
Rango de operación a temperatura ambiente	-40°F - 131°F (-40 - 55°C)	-40 - 140°F (-40 - 60°C)
Humedad permitida	0 - 100 % (sin condensación)	
Terminales de conexión CD	4x CD+ y 4x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)	4x CD+1, 2x CD+2 y 6x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)
Terminales de conexión CA	Terminales de tornillo 12 6 AWG	
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010, UL1998 (para funciones: AFCI monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22. 2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013	UL 1741-2015, UL1998 (para funciones: AFCI, RCMU y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22. 2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL 1699B Issue 2-2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
AFCI y NEC 2014	Sí
Desconexión de CD	Sí
Protección contra polaridad inversa de CD	Sí
Protección contra fallas de tierra con interruptor de monitor de aislamiento	Sí

INTERFACES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
Wi-Fi*/Ethernet/Serial	Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 entradas y 4 E/S digitales	Administración de carga, señales, E/S multipropósito
USB (Socket)	Actualización de software y datalogging vía USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net, protocolo de interface
Datalogger y servidor web	Incluidos

* El término Wi-Fi es una marca registrada de la Alianza Wi-Fi

DATOS TÉCNICOS

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia FV recomendada (kWp)	3.0 - 6.0 kW	4.0 - 7.8 kW	4.8 - 9.3 kW	6.1 - 11.7 kW	6.6 - 12.7 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)			18 A / 18 A		
CD total máxima			36 A		
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 I _{max}) (MPPT 1/MPPT 2)			22.5 A / 22.5 A		
Rango de voltaje operacional			80 V* - 600 V		
Voltaje de entrada máximo			600 V		
Voltaje nominal de entrada	410 V			420 V	
Tamaño admisible de conductor de CD			AAWG 14 - AWG 6		
Rango de voltaje MPP	200 - 480 V	240 - 480 V		250 - 480 V	270 - 480 V
Número de MPPT			2		

* Comenzando con el número de serie 26170960; anterior: 150 V

DATOS DE SALIDA	PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia máxima de salida	208 240	3800 W 5000 W	5000 W 6000 W	6000 W 7600 W	7900 W 8200 W
Corriente continua máxima de salida	208 240	18.3 A 15.8 A	24.0 A 20.8 A	28.8 A 25.0 A	36.5 A 31.7 A
Capacidad de interruptor de CA	208 240	25 A 20 A	30 A 30 A	40 A 35 A	50 A 45 A
Eficiencia máxima		96.7 %		96.9 %	97.0 %
Eficiencia CEC		95.0 %	95.5 %	96.0 %	96.5 %
Tamaño admisible de conductor de CA			AWG 14 - AWG 6		
Conexión a red (U _{ac})			208 / 240		
Frecuencia (f)			60 Hz		
Distorsión armónica total			< 5.0 %		
Factor de potencia (cos φ _p) predeterminado			1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)		

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1	
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0 - 12.0 kW	9.1 - 13.7 kW	10.0 - 15.0 kW	12.0 - 18.0 kW	
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)			33.0 A / 18.0 A		
CD total máxima			51 A		
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 I _{max}) (MPPT 1/MPPT 2)			41.3 A / 22.5 A		
Rango de voltaje operacional			80 V - 600 V		
Voltaje de entrada máximo			600 V		
Voltaje nominal de entrada	415 V	420 V	425 V	440 V	
Tamaño admisible de conductor de CD	AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo (AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado), AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con combinator de entradas opcional				
Rango de voltaje MPP	220 - 480 V	240 - 480 V	260 - 480 V	320 - 480 V	
Número de MPPT			2		

DATOS DE SALIDA	PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1	
Potencia máxima de salida	208 240	9995 W 11400 W	11400 W 12500 W	12500 W 13750 W	
Corriente continua máxima de salida	208 240	48.1 A 41.6 A	47.5 A 54.8 A	60.1 A 52.1 A	
Capacidad de interruptor de CA	208 240	70 A 60 A	70 A 35 A	80 A 40 A	
Eficiencia máxima		96.0 %	96.7 %	96.5 %	
Eficiencia CFC		96.0 %	96.7 %	96.5 %	
Tamaño admisible de conductor de CA	AWG 10 - AWG 2 cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) (AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado), AWG 6 - AWG 2 cobre (sólido / trenzado) Cableado multi contacto es posible con AWG 12				
Conexión a red (U _{ac})			208 / 240		
Frecuencia (f)			60 Hz		
Distorsión armónica total			< 2.5 %		
Factor de potencia (cos φ _p) predeterminado			1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)		

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3,000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1,000 patentes concebidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite www.fronius.com

Fronius México S.A. de C.V.
Fronius Monterrey
Carretera Monterrey Saltillo 3279E
66367 Santa Catarina, N.L.
México
Teléfono +52 81 8882 8200
ventas.mexico@fronius.com
www.fronius.mx

Fronius Puebla
Calle 4 Pte. 2904, Col. Amor
72140 Puebla, Puebla
México
Teléfono +52 222 268 7664
ventas.mexico@fronius.com

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-3940
sales@fronius.com
www.fronius.com

APÉNDICE 8

Hoja de datos técnicos del contador de energía monofásico CIRWATT B 100

CIRWATT B 100

Contador de energía monofásico



Descripción

CIRWATT B100 es un contador monofásico digital de **clase B (clase 1)** o **clase A (Clase 2)** en medida de energía activa, cumplimiento con la Directiva Europea **MID**. El contador **CIRWATT B** cumple las normativas existentes aplicables a contadores electrónicos, y dispone de un sistema autónomo de retención de datos que evita su pérdida frente a la ausencia de alimentación. Así mismo, permite la lectura a través del puerto óptico (protocolo **IEC-62056-21**).

CIRWATT B100 está diseñado especialmente para instalaciones donde los contadores electromecánicos no satisfacen las necesidades actuales, concretamente en aquellas en las que se precise un contador monofásico de lectura de energía activa en una sola tarifa. Dispone de un tamaño reducido que permite una fácil instalación, posibilidad de acumulación de energía inversa y facilidad de lectura a través de su puerto óptico.

Aplicación

El contador **CIRWATT B100** permite la medida de energía activa con precisión clase 1 (según normativa **IEC-62053-21**) o **clase B** (según la directiva europea **MID-EN50470**). Este contador está certificado según las normativas internacionales, por lo que es un contador válido para la facturación de energía. Además, debido a sus reducidas dimensiones y su precisión, es muy adecuado para la medición de pequeños consumos energéticos o máquinas (neveras, hornos, aires acondicionados). El contador registra energía en ambas direcciones por lo que no importa si el sentido de corriente está conectado al revés, ya que el equipo mide correctamente.

Características

Alimentación	
Tensión nominal	127 V ó 230 V
Tolerancia	80%...115% U_n
Consumo	<2 W; 10 V-A
Frecuencia	50 Hz ó 60 Hz
Medida de tensión	
Conexión	Asimétrica o Simétrica
Tensión de referencia	127 V ó 230 V
Frecuencia	50 Hz ó 60 Hz
Medida de corriente	
Corriente nominal referencia (I_{ref})	5 A
Corriente máxima (I_{max})	65 A
Corriente mínima (I_{min})	250 mA
Corriente de arranque (I_{st})	25 mA
Clase de precisión	
Energía activa	Clase 1 - IEC 62053-21 / Clase B - EN 50470

Batería	
Tipo	Litio
Duración	> 20 años @ 30 °C
Influencias del entorno	
Rango de temperatura de trabajo	40 °C ... +70 °C
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ... +85 °C
Humedad relativa	95% máx.
Aislamiento	
Tensión de aislamiento	4 kV a 50 Hz durante un minuto
Tensión de impulso 1,2 / 50 us - IEC 62052-11	6 kV
Grado de protección (IEC 62052-11)	II
Display	
Tipo	LCD
Numero de dígitos de datos	Hasta 8

CIRWATT B100

Contador de energía monofásico

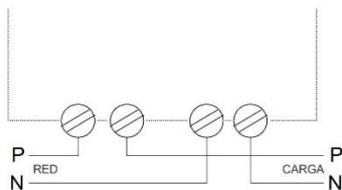


Características

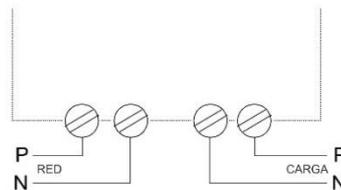
Puerto Óptico		Configuración de datos	
Tipo	Serie, bi-direccional	Tipo memoria	FIFO
Protocolo	IEC 62056-21 Modo C	Tarifas	Tarifa simple
Características constructivas			
Grado IP (IEC 60529)	IP 54		
Dimensiones externas	DIN 43857		
Características envoltorio	DIN 43859		
Fijación Frontal / Base	Sellado con ultrasonidos		

Conexión

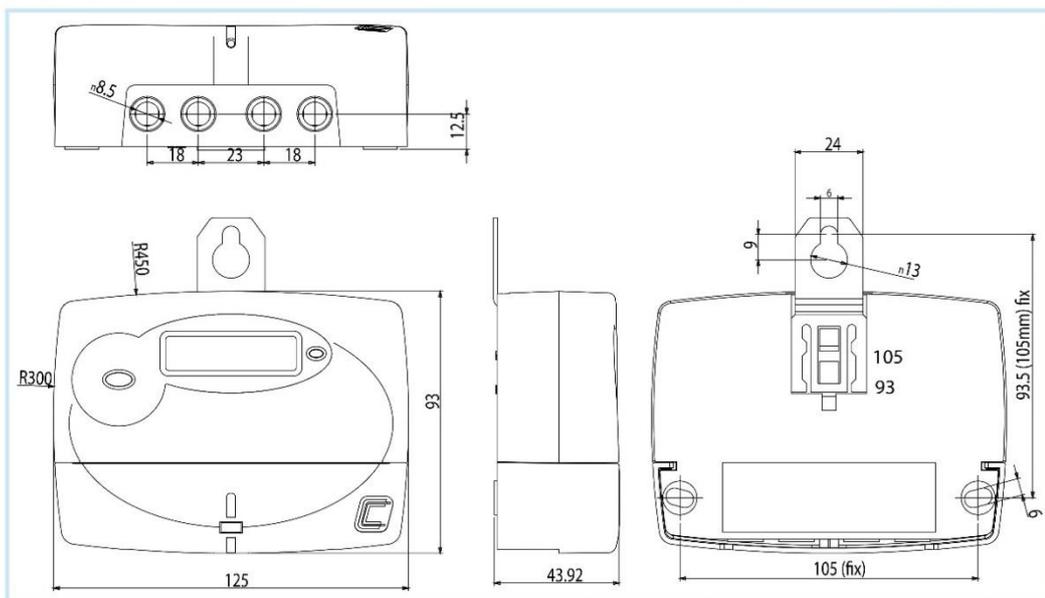
Conexión DIN (Asimétrica)



Conexión BS (Simétrica)



Dimensiones



APÉNDICE 9

Hojas de datos de los equipos propuestos para el Sistema Fotovoltaico Aislado



Polycrystalline Module Models

GP-160P-36 GP-150P-36

Electrical Specifications

*STC : Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, module temperature 25°C

Model type	GP-160P-36	GP-150P-36
Peak power (Pmax)	160W	150W
Cell Efficiency	18.81%	17.64%
Maximum power voltage (Vmp)	19.2V	18.7V
Maximum power current (Imp)	8.33A	8.02A
Open circuit voltage (Voc)	22.8V	22.3V
Short circuit current (Isc)	8.81A	8.51A
Power Tolerance		±3%
Maximum system voltage		1000V
Series fuse rating (A)		12
Number of bypass diode		2

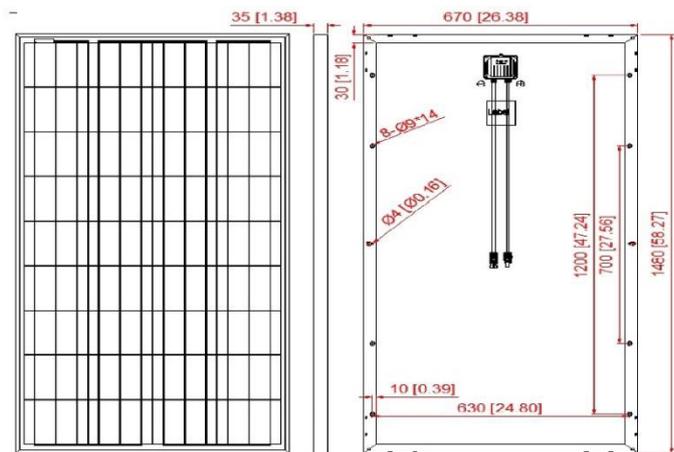


Temperature Coefficients

Current Temperature Coefficient $\alpha(I_{sc})$	0.08%/°C
Voltage Temperature Coefficient $\beta(V_{oc})$	-0.32%/°C
Power Temperature Coefficient	-0.38%/°C
Nominal Temperature Of Cells(NOTC)	46±2°C
Application Temperature Range	-40~+85°C

Mechanical Characteristics

Dimensions:	1480 x 670 x 35mm (58.3x26.38x1.38 inch)
Weight:	10.7 kg (23.75 lbs)
Solar Cells:	36 cells in series(4 x 9)
Construction:	High-transmission low-iron tempered glass , EVA, TPT/TPE
Frame:	Anodized aluminum is mainly for improving corrosion resistance. Color: silver



Module Diagram

Output

Cable	LAPP(4 mm ²)
Lengths	900mm(-) and 900mm(+)
Connector	MC Plug Type IV

Module Warranty:

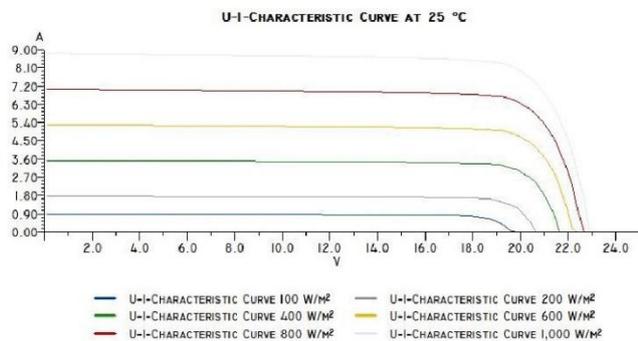
25-year limited warranty of 80% power output;

10-year limited warranty of 90% power output;

5-year limited warranty of materials and workmanship.

Note: This publication summarizes product warranty and Specifications which are subject to change without notice

Product photos are for reference only, on behalf of actual product.



Electrical Performance

Controlador de carga BlueSolar PWM-LCD&USB 12/24V y 48V

www.victronenergy.com



Pantalla de cristal líquido

Para seguimiento y configuración

Salida de carga

Se puede evitar que la batería se descargue en exceso conectando todas las cargas a la salida de carga. Esta salida desconectará la carga cuando la batería se haya descargado hasta alcanzar una tensión preestablecida. Algunas cargas (especialmente los inversores) es mejor conectarlas directamente a la batería, y el control remoto del inversor a la salida de carga. Puede que se necesite un cable de interfaz especial; por favor, consulte el manual.

Las tensiones de conexión y desconexión son ajustables

Programación día/noche de la salida de carga

Esta opción permite preajustar el ON-time después del crepúsculo

Algoritmo de carga de batería programable

Algoritmos preprogramados para baterías AGM, GEL, inundadas o LiFePO4 (sólo con BMS interno)

Dos salidas USB de 5 voltios

Corriente máxima (ambas salidas juntas): 2A

BlueSolar PWM Controlador de carga	12/24-5	12/24-10	12/24-20	12/24-30	48-10	48-20	48-30
Tensión de la batería	12/24 V con detección automática de la tensión de entrada				48V		
Corriente de carga nominal	5A	10A	20A	30A	10A	20A	30A
Desconexión automática de las cargas consumidoras	Sí						
Tensión solar máxima	28V / 55V (1)				100V (1)		
Autoconsumo	< 10 mA						
Salida de carga	Control manual + desconexión por baja tensión + temporizador						
Protección	Inversión de la polaridad de la batería (fusible)		Cortocircuito de salida		Sobretensión		
Protección contra sobrecarga	Desconexión tras 60 s en caso de alcanzar el 130% de carga						
	Desconexión tras 5 s en caso de alcanzar el 160% de carga						
	Desconexión inmediata en caso de cortocircuito						
Puesta a tierra	Positivo común						
Rango de temp. de funcionamiento	-35 to +60°C (carga completa)						
Humedad (sin condensación)	Máx. 95%						
BATERÍA							
Tensión de carga de "absorción"	Ajuste de fábrica: 14,4V / 28,8V				Ajuste de fábrica: 57,6V		
Tensión de carga de "flotación" (2)	Ajuste de fábrica: 13,7V / 27,4V				Ajuste de fábrica: 54,8V		
Desconexión de carga por baja tensión	Ajuste de fábrica: 11,2V / 22,4V				Ajuste de fábrica: 44,8V		
Reconexión de carga por baja tensión	Ajuste de fábrica: 12,6V / 25,2V				Ajuste de fábrica: 50,4V		
USB							
Tensión	5V						
Corriente	2A (total de 2 salidas)						
CARCASA							
Clase de protección	IP20						
Tamaño de los terminales	6 mm ² / AWG10				16mm ² / AWG6		
Peso	0,15kg				0,3kg		
Dimensiones (al x an x p)	96 x 169 x 36 mm (3,8 x 6,7 x 1,4 pulgadas)				101x184x47mm (4,0 x 7,4 x 1,8 pulgadas)		
NORMAS							
Seguridad	EN60335-1, IEC 62109-1						
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-3, ISO 7637-2						
1) Para 12V utilice paneles solares de 36 celdas Para 24V utilice paneles solares de 72 celdas, o 2 de 36 cel serie8 Para 48V utilice 2 paneles solares de 72 celdas o 4 de 36 celdas en serie				2) El controlador conmuta al nivel de tensión de flotación 2 horas después de alcanzada la tensión de absorción Siempre que la tensión de la batería caiga por debajo de 13V, se inicia un nuevo ciclo de carga.			

Baterías de fosfato de hierro y litio de 12,8V & 25,6V Smart Con Bluetooth

www.victronenergy.com

¿Por qué fosfato de hierro y litio?

Las baterías de fosfato de hierro y litio (LiFePO4 o LFP), son las baterías tradicionales de Li-Ion más seguras. La tensión nominal de una celda de LFP es de 3,2V (plomo-ácido: 2V/celda). Una batería LFP de 12,8V, por lo tanto, consiste de 4 celdas conectadas en serie; y una batería de 25,6V consiste de 8 celdas conectadas en serie.

Robusta

Una batería de plomo-ácido fallará prematuramente debido a la sulfatación si:

- funciona en modo de déficit durante largos periodos de tiempo (esto es, si la batería raramente o nunca está completamente cargada).
- se deja parcialmente cargada o, peor aún, completamente descargada (yates o caravanas durante el invierno).

Una batería LFP no necesita estar completamente cargada. Su vida útil incluso mejorará en caso de que esté parcialmente en vez de completamente cargada. Esta es una ventaja decisiva de las LFP en comparación con las de plomo-ácido. Otras ventajas son el amplio rango de temperaturas de trabajo, excelente rendimiento cíclico, baja resistencia interna y alta eficiencia (ver más abajo).

La composición química de las LFP es la elección adecuada para aplicaciones muy exigentes.

Eficiente

En varias aplicaciones (especialmente aplicaciones no conectadas a la red, solares y/o eólicas), la eficiencia energética puede llegar a ser de crucial importancia.

La eficiencia energética del ciclo completo (descarga de 100% a 0% y vuelta a cargar al 100%) de una batería de ácido y plomo normal es del 80%.

La eficiencia energética del ciclo completo de una batería LFP es del 92%.

El proceso de carga de las baterías de plomo-ácido se vuelve particularmente ineficiente cuando se alcanza el estado de carga del 80%, que resulta en eficiencias del 50% o incluso inferiores en sistemas solares en los que se necesitan reservas para varios días (baterías funcionando entre el 70% y el 100% de carga).

Por el contrario, una batería LFP seguirá logrando una eficiencia del 90% en condiciones de descarga leve.

Tamaño y peso

Ahorra hasta un 70% de espacio

Ahorra hasta un 70% de peso

¿Costosa?

Las baterías LFP son caras en comparación con las de plomo-ácido. Pero si se usan en aplicaciones exigentes, el alto coste inicial se verá más que compensado por una vida útil mayor, una fiabilidad superior y una excelente eficiencia.

Bluetooth

Mediante Bluetooth se pueden supervisar tensiones de celda, temperaturas y estados de alarmas.

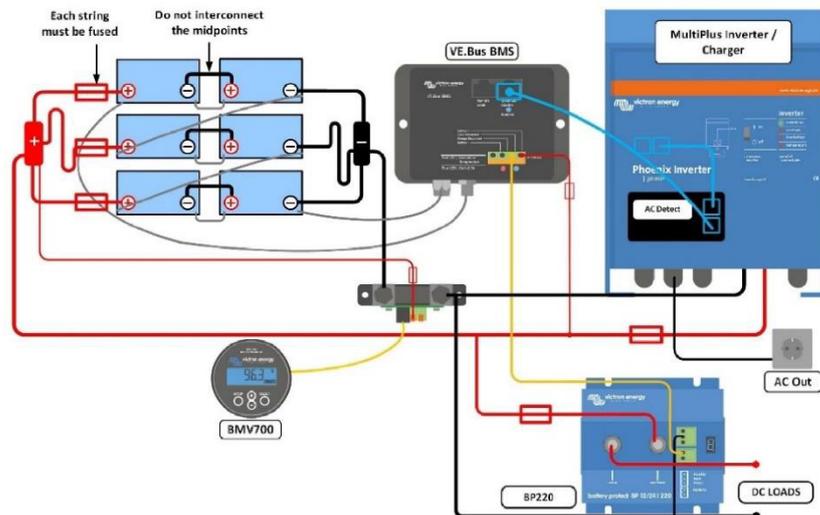
Muy útil para localizar un (posible) problema, como un desequilibrio de celdas.



Batería LiFePO4 de 12,8V 300Ah



Li-ion app



Nuestras baterías LFP disponen de equilibrado y control de celdas integrados. Se pueden instalar hasta 5 baterías en paralelo y hasta cuatro baterías de 12V o dos de 24V en serie, de manera que se puede configurar un banco de baterías de 48V y de hasta 1500Ah. Los cables de equilibrado/control de celdas pueden conectarse en cadena y deben conectarse a un Sistema de gestión de baterías (BMS).

Sistema de gestión de baterías (BMS)

El BMS se conecta al BTV y sus funciones esenciales son:

1. Puede generar una prealarma siempre que la tensión de una celda de la batería caiga por debajo de 3,1 V (regulable entre 2,85 V y 3,15 V).
2. Desconectar o apagar la carga cuando la tensión de una celda de la batería caiga por debajo de 2,8 V (regulable entre 2,6 V y 2,8 V).
3. Detener el proceso de carga cuando la tensión de una celda de la batería sube por encima de 4,2V.
4. Apagar el sistema cada vez que la temperatura de una celda exceda los 50°C.

Consulte las hojas de datos de BMS para conocer más características.

Especificaciones de la batería							
TENSIÓN Y CAPACIDAD	LFP-Smart 12,8/50	LFP-Smart 12,8/60	LFP-Smart 12,8/100	LFP-Smart 12,8/160	LFP-Smart 12,8/200	LFP-Smart 12,8/300	LFP-Smart 25,6/200
Tensión nominal	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	25,6V
Capacidad nominal a 25°C*	50Ah	60Ah	100Ah	160Ah	200Ah	300Ah	200Ah
Capacidad nominal a 0°C*	40Ah	48Ah	80Ah	130Ah	160Ah	240Ah	160Ah
Capacidad nominal a -20°C*	25Ah	30Ah	50Ah	80Ah	100Ah	150Ah	100Ah
Capacidad nominal a 25°C*	640Wh	768Wh	1280Wh	2048Wh	2560Wh	3840Wh	5120Wh
*Corriente de descarga ≤1C							
CANTIDAD DE CICLOS (capacidad ≥ 80% del valor nominal)							
80% de descarga	2500 ciclos						
70% de descarga	3000 ciclos						
50% de descarga	5000 ciclos						
DESCARGA							
Corriente de descarga máxima recomendada	100A	120A	200A	320A	400A	600A	400A
Corriente de descarga continua recomendada	≤50A	≤60A	≤100A	≤160A	≤200A	≤300A	≤200A
Tensión de final de descarga	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	22,4V
CONDICIONES DE TRABAJO							
Temperatura de trabajo	Descarga: -20°C a +50°C Carga: +5°C a +50°C						
Temperatura de almacenamiento	-45°C – +70°C						
Humedad (sin condensación):	Max. 95%						
Clase de protección	IP 22						
CARGA							
Tensión de carga	Entre 14V/28V y 14,4V/28,8V (se recomienda 14,2V/28,4V)						
Tensión de flotación	13,5V/27V						
Corriente máxima de carga	100A	120A	200A	320A	400A	600A	400A
Corriente de carga recomendada	≤30A	≤30A	≤50A	≤80A	≤100A	≤150A	≤100A
OTROS							
Tiempo máx. de almacenamiento @ 25 °C*	1 año						
Conexión con el BMS.	Cable macho + hembra con conector circular M8, 50 cm de longitud						
Conexión eléctrica (inserciones roscadas)	M8	M8	M8	M8	M8	M10	M8
Dimensiones (al x an x p) mm	199 x 188 x 147	239 x 286 x 132	197 x 321 x 152	237 x 321 x 152	237 x 321 x 152	347 x 425 x 274	317 x 631 x 208
Peso	7kg	12kg	15kg	20kg	22kg	51kg	56kg
*Completamente cargada							

Inversores Phoenix

250VA – 1200VA 230V y 120V, 50Hz o 60Hz

www.victronenergy.com



Phoenix 12/375 VE.Direct



Phoenix 12/375 VE.Direct



Puerto de comunicación VE.Direct

El puerto VE.Direct puede conectarse a:

- Un ordenador (se necesita un cable de interfaz VE.Direct a USB)
- Smartphones Apple y Android, tabletas, mackbooks y demás dispositivos (se necesita una mochila VE.Direct a Bluetooth Smart)

Totalmente configurable:

- Niveles de disparo de la alarma y restablecimiento por tensión baja de la batería.
- Niveles de desconexión y reinicio por tensión baja de la batería.
- Desconexión dinámica: nivel de desconexión dependiente de la carga
- Tensión de salida 210 - 245V
- Frecuencia 50 Hz o 60 Hz
- On/off del modo ECO y sensor de nivel del modo ECO

Seguimiento:

- Tensión y corriente de entrada/salida, % de carga y alarmas

Fiabilidad probada

La topología de puente completo más transformador toroidal ha demostrado su fiabilidad a lo largo de muchos años.

Los inversores están a prueba de cortocircuitos y protegidos contra el sobrecalentamiento, ya sea debido a una sobrecarga o a una temperatura ambiente elevada.

Alta potencia de arranque

Necesaria para arrancar cargas como convertidores para lámparas LED, halógenas o herramientas eléctricas.

Modo ECO

En modo ECO, el inversor se pondrá en espera cuando la carga descienda por debajo de un valor predeterminado (carga mínima: 15W). Una vez en espera, el inversor se activará brevemente (ajustable; por defecto: cada 2,5 segundos). Si la carga excede el nivel predeterminado, el inversor permanecerá encendido.

Interruptor on/off remoto

Se puede conectar un interruptor On/Off remoto a un conector bifásico o entre el positivo de la batería y el contacto de la izquierda del conector bifásico.

Diagnóstico LED

Por favor, consulte el manual para obtener su descripción.

Para transferir la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

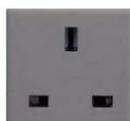
Para nuestros inversores de menor potencia recomendamos nuestro conmutador de transferencia automático Filax. El tiempo de conmutación del "Filax" es muy corto (menos de 20 milisegundos), de manera que los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción.

Disponible con tres tomas de corriente distintas

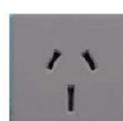
Schuko



UK



AU/NZ



IEC-320
(enchufe macho incluido)



Nema 5-15R



Bornes de tornillo

No se necesitan herramientas especiales para su instalación

Inversor Phoenix	12 voltios 24 voltios 48 voltios	12/250 24/250 48/250	12/375 24/375 48/375	12/500 24/500 48/500	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia cont a 25°C (1)		250VA	375VA	500VA	800VA	1200VA
Potencia cont. a 25°C / 40°C		200 / 175W	300 / 260W	400 / 350W	650 / 560W	1000 / 850W
Pico de potencia		400W	700W	900W	1500W	2200W
Tensión / frecuencia CA de salida (ajustable)	230VCA o 120VCA +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%					
Rango de tensión de entrada	9,2 - 17 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 62,0V					
Desconexión por CC baja (ajustable)	9,3 / 18,6 / 37,2V					
Dinámica (dependiente de la carga)	Desconexión dinámica, ver					
Desconexión por CC baja (totalmente ajustable)	https://www.victronenergy.com/live/ve.direct:phoenix-inverters-dynamic-cuttoff					
Reinicio y alarma por CC baja (ajustable)	10,9 / 21,8 / 43,6V					
Detector de batería cargada (ajustable)	14,0 / 28,0 / 56,0V					
Eficacia máx.	87 / 88 / 88%	89 / 89 / 90%	90 / 90 / 91%	90 / 90 / 91%	91 / 91 / 92%	
Consumo en vacío	4,2 / 5,2 / 7,9W	5,6 / 6,1 / 8,5W	6 / 6,5 / 9W	6,5 / 7 / 9,5W	7 / 8 / 10W	
Consumo en vacío predeterminado en modo ECO (Intervalo de reintento: 2,5 s, ajustable)	0,8 / 1,3 / 2,5W	0,9 / 1,4 / 2,6W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0	
Ajuste de potencia de parada y arranque en modo ECO	Ajustable					
Protección (2)	a - f					
Rango de temperatura de trabajo	-40 to +65°C (refrigerado por ventilador) (reducción de potencia del 1,25% por cada °C por encima de 25°C)					
Humedad (sin condensación)	máx. 95%					
CARCASA						
Material y color	Chasis de acero y carcasa de plástico (azul RAL 5012)					
Conexión de la batería	Bornes de tornillo					
Sección de cable máxima:	10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	25/10/10mm ² / AWG4/8/8	35/25/25 mm ² / AWG 2/4/4	
Tomadas de corriente CA estándar	230V: Schuko (CEE 7/4), IEC-320 (enchufe macho incluido) UK (BS 1363), AU/NZ (AS/NZS 3112) 120V: Nema 5-15R					
Tipo de protección	IP 21					
Peso	2,4kg / 5,3lbs	3,0kg / 6,6lbs	3,9kg / 8,5lbs	5,5kg / 12lbs	7,4kg / 16,3lbs	
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p, pulgadas)	86 x 165 x 260 3,4 x 6,5 x 10,2	86 x 165 x 260 3,4 x 6,5 x 10,2	86 x 172 x 275 3,4 x 6,8 x 10,8	105 x 216 x 305 4,1 x 8,5 x 12,1 (12V modelo: 105 x 230 x 325)	117 x 232 x 327 4,6 x 9,1 x 12,9 (12V modelo: 117 x 232 x 362)	
ACCESORIOS						
On/Off remoto	Sí					
Conmutador de transferencia automático	Filax					
ESTÁNDARES						
Seguridad	EN-IEC 60335-1 / EN-IEC 62109-1					
EMC	EN 55014-1 / EN 55014-2 / IEC 61000-6-1 / IEC 61000-6-2 / IEC 61000-6-3					
Directiva de automoción	ECE R10-4					
1) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 2) Claves de protección: a) cortocircuito de salida b) sobrecarga c) tensión de la batería demasiado alta d) tensión de la batería demasiado baja h) temperatura demasiado alta f) ondulación CC demasiado alta						



Alarma de batería

Indica que la tensión está demasiado alta o demasiado baja por medio de una alarma visual y sonora y de un relé de señalización remota



Mochila VE.Direct a Bluetooth Smart (Debe pedirse por separado)



Monitor de baterías BMV

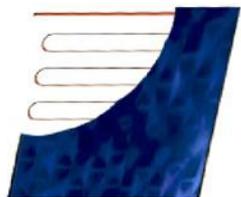
El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesado combinado con un sistema de alta resolución para la medición de la tensión de la batería y carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o el tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

APÉNDICE 10

Hoja de datos del Colector solar de placa plana Termicol Gold Meandro G21M



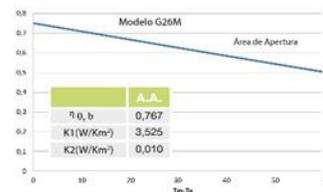
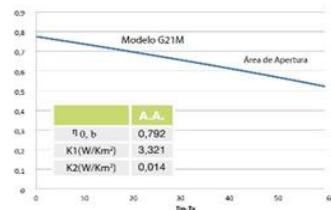
FAMILIA GOLD MEANDRO



- ▲ Absorbedor de meandro
- ▲ Aislamiento de 40 mm
- ▲ Carcasa de caja de aluminio
- ▲ Óptimos para instalaciones de bajo fluido y drainbacks

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Modelos	G21M	G26M
Longitud (mm)	2.039	1.239
Anchura (mm)	1.039	2.039
Espesor (mm)	81	81
Área bruta (m ²)	2,15	2,56
Área útil (m ²)	2,02	2,44
Peso en vacío (kg)	30	36
Capacidad de fluido (L)	1,34	1,58
Potencia pico (Wp)	1.560	1.828
Marco	Aluminio	
Cubierta	Vidrio templado 3,2 mm	
Aislamiento	Lana de vidrio 40 mm	
Referencias	311AG21VM	311AG26VM
Precios	658€	717€



APÉNDICE 11

Hoja de Datos de Colector Solar de Tubos de Vacío Solarbayer CPC-12-12

Vacuum tube collector CPC

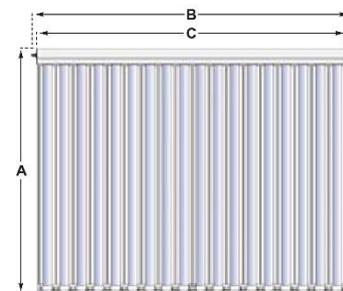
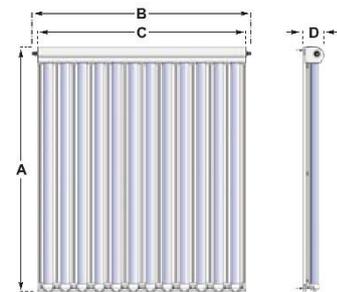


Registration number: 011-7S212 R

Meets all conditions of the Market Incentive Program (MAP) at the Federal Office of Economics and Export Control (BAFA).

Meets all conditions of the Renewable Energies Heat Act (EEWärmeG).

Vacuum tube collector CPC	CPC 12	CPC 18
type of mounting	on roof (pitched/flat roof)	
gross surface area m ²	2,16	3,21
aperture surface area m ²	1,89	2,84
number of collector tubes	12	18
height mm	A 1603	1603
width with connections mm	B 1423	2083
width mm	C 1358	2018
depth mm	D 140	140
weight collector unfilled kg	43	65
collector capacity liter	1,74	2,60
max. operating pressure bar	6	6
stationary temperature °C	249	249
peak output per module $W_{peak} (G^*=1000W/m^2, \eta_p)$	1357	2039
conversion factor η_p		0,718
thermal conductivity $a_1 W/(m^2K)$		0,974
thermal conductivity $a_2 W/(m^2K^2)$		0,005
incident angle modifier IAM50		0,87
collector glazing		safety glass
connections		CU 18 x 1,0
absorber with evacuation tube		U-shaped tube CU
absorber coating		selective AL-N/AL
CPC-reflector		highly polished
casing		aluminum
thermal insulation collector		compressed rock wool
norm		DIN EN 12975
hydraulic interconnection	max. 5 collectors in a row (recommended: 4 in a row)	
distance between collectors	approx. 50 mm	
permissible collector tilt	15°-65° (stand-kit available)	
recommended storage tank dimension	50 Liter pro m ² Kollektorfläche	



These high performance solar panels shall only be used with the the most powerful storage systems (stratification ability and heat exchanger capacity). Only in this combination you will achieve a perfect system efficiency.

APÉNDICE 12

Hoja de Datos de Acumulador de ACS ATK-S2 750

PRODUCTOS > ACUMULADORES

ACUMULADORES ACS VITRIFICADOS DOBLE SERPENTÍN



- ▲ Acumuladores verticales con doble serpentín fijo para Agua Caliente Sanitaria de acero al carbono.
- ▲ Tratamiento interior vitrificado.
- ▲ 5 años de garantía.
- ▲ Serpentín inferior en acero vitrificado de gran superficie de intercambio.



Sin estación solar
ATK-S2 150-3.000 L

Características	ATK 200	ATK 300	ATK 500	ATK 750	ATK 1000	ATK 1500	ATK 2000	ATK 2500	ATK 3000
Sup. de intercambio Sinf (m ²)	0,68	1,0	1,35	2,92	2,92	3,66	4,59	5,90	6,80
Sup de intercambio Ssup (m ²)	0,54	0,54	0,77	1,46	1,46	1,46	2,26	2,80	3,30
Peso (kg)	83	102	151	270	310	395	525	725	805
Diámetro (D mm)	580	580	740	910	1.010	1.120	1.260	1.460	1.460
Altura (A mm)	1.340	1.860	1.845	2.110	2.070	2.375	2.280	2.160	2.580
P _{max} (bar) / T _{max} (°C)	10 / 95								

Modelo	Capacidad (litros)	Boca de inspección	Protección Exterior	Referencia	Precio		
ATK 200 S2	200	4"	Poliuretano rígido y polipiel	602K0202	1.161€		
ATK 300 S2	300			602K0302	1.374€		
ATK 500 S2	500			602K0502	1.868€		
ATK 750 S2	750	5"	Poliuretano flexible y polipiel	602K0802	3.138€		
ATK 1000 S2 BH	1.000			602K1002	3.804€		
ATK 1500 S2 BH	1.500			602K1502	5.004€		
ATK 2000 S2 BH	2.000			602K2002	6.307€		
ATK 2500 S2 BH	2.500	16"	Poliuretano flexible y polipiel	602K2502	7.310€		
ATK 3000 S2 BH	3.000			602K3002	7.908€		
ATK 1000 S2 BP	1.000			5"	Poliuretano flexible y polipiel	602K1012	3.176€
ATK 1500 S2 BP	1.500					602K1512	4.627€
ATK 2000 S2 BP	2.000					602K2012	5.671€
ATK 2500 S2 BP	2.500	602K2512	6.825€				
ATK 3000 S2 BP	3.000	602K3012	7.532€				

APÉNDICE 13

Desarrollo de Datos Obtenidos a partir del Modelo de Cálculo para Análisis de Rentabilidad del Proyecto Solar Fotovoltaico con Project Finance

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

EVOLUCIÓN E INDICES DE PRECIOS				DESARROLLO	CONSTRUCCIÓN
				0	1
Índice de la Energía - Curvas de tendencia				1.50%	200
IPC energía				1	1.615
IPC materiales y mano obra				1	1.23
					1.065

(1) INGRESOS				DESARROLLO	CONSTRUCCIÓN
				0	1
1.1 Venta de Electricidad a red					
Producción Electricidad	157.500 kWh/año		¿degradación?	0.2%	
Precio de venta del kWh eléctrico	0.105 \$/kWh		¿disponibilidad?	98.0%	
Ingresos por venta de electricidad			¿indexado?	1.5%	
1.2 Venta de Energía Térmica					
Producción Calor	0 kWh/año		¿degradación?	0.2%	
Precio de venta del kWh térmico	0.000 \$/kWh		¿disponibilidad?	98.0%	
Ingresos por venta de calor			¿indexado?	0.0%	
1.3 Certificados origen energía					
Certificados por Energía eléctrica	0.000 \$/kWh				
1.4 Proyecto Clima - reducción emisiones					
Proyecto Clima - Energía térmica	0.000 \$/Tn				
	0.000 Tn CO ₂ /kWh				
1.4 Otros Ingresos					
...					
(1) Total Ingresos					

(2) COSTES OPERACIONALES				DESARROLLO	CONSTRUCCIÓN
				0	1
2.1 Suministros - Compra de energía eléctrica					
Consumo energía eléctrica comunidad	0 kWh/año				
Precio de compra del kWh eléctrico (3.14-6.1A)	0.200 \$/kWh		¿indexado?	1.5%	
Costes por compra de electricidad					
Potencia instalada en la comunidad	125.300 kW				
Precio término potencia eléctrica	0.0000 \$/kW día		¿indexado?	1.5%	
Coste término de potencia					
2.2 Suministros - Compra de energía térmica					
Consumo energía eléctrica comunidad	0 kWh/año				
Precio de compra del kWh eléctrico (3.14-6.1A)	0.000 \$/kWh		¿indexado?	1.5%	
Costes por compra de electricidad					
Potencia instalada en la comunidad	0.000 kW				
Precio término potencia térmica	0.0000 \$/kW día		¿indexado?	1.5%	
Coste término de potencia					
2.3 Suministros - Otros reactivos					
Consumo de otros reactivos eléctricos	- \$/Wh		¿indexado?	3.0%	
Consumo de otros reactivos térmicos	- \$/Wh		¿indexado?	3.0%	
2.4 Gastos Operativos					
Requisitos	320.00 \$/año		¿indexado?	3.0%	
Operación y Mantenimiento	5.514.00 \$/año		¿indexado?	3.0%	
Acidificación de la planta	- \$/año		¿indexado?	3.0%	
Revisión legal / auditoría	100.00 \$/año		¿indexado?	3.0%	
Personal O&M	- \$/año		¿indexado?	3.0%	
Contingencias	296.70 \$/año		¿indexado?	3.0%	
Anillos	\$/año		¿indexado?	3.0%	
Sistemas generales, asesorías...	500.00 \$/año		¿indexado?	3.0%	
Alquiler de terreno	800.00 \$/año		¿indexado?	3.0%	
Seguro Todo Riesgo Material	254.00 \$/año		¿indexado?	3.0%	
Seguro Responsabilidad Civil	200.00 \$/año		¿indexado?	3.0%	
Seguro Responsabilidad Ambiental	50.00 \$/año		¿indexado?	3.0%	
Impuesto actividad (VAE)	50.00 \$/año		¿indexado?		
Impuesto por el suero (BICF)	- \$/año		¿indexado?		
Impuesto a la generación eléctrica	- %Ventas		¿indexado?		
Impuesto a la generación térmica	- %Ventas		¿indexado?		
(2) Costes Operacionales					

BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCION			
(3) EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACION			

(4) AMORTIZACIÓN			
Amortización Inversión inicial	68,270 \$	Inversión Total	
Amortización CAPEX Mantenimiento		Capex de Mantenimiento cada 10, 8, 3 años	
(4) AMORTIZACIÓN			

(5) EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS			
(5) EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS			

(6) COSTES DE CAPITAL			
Préstamo - Principio de pago	47,789 \$		147,789.00
Amortización del préstamo		18 años años	
Intereses del préstamo	12	10.25% a partir del 1er año de operación	
(6) EBIT - BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS		Ratio Costadura	

(7) IMPUESTOS			
Impuestos		Sociedades - 25%	25%
Deducciones			
(7) Impuestos Finales			

(8) BENEFICIO NETO			
CAPEX MANTENIMIENTO			
Año 10	33.0%	68,270 \$	
Año 20	40.0%	68,270 \$	
Año 28	5.0%	68,270 \$	
Total CAPEX Mantenimiento		63,251 €	

Cash Flow			
(1) EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos			
(1) Previsión para CAPEX mantenimiento (quizá que la amortización)			
(1) Ingresos proyecto (sin considerar intereses de la financiación)			
(1) Ingresos proyecto (sin considerar intereses de la financiación ni amortización CAPEX de Mantenimiento)			
TIR de la inversión TOTAL sobre el EBITDA menos impuestos del proyecto, sin CAPEX Mnio	14.99%		
TIR PROYECTO (30 años)	14.99%		
VAN (30 años)	44,188.04 \$		
TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre con Capex Mantenimiento:			
TIR EQUITY (30 años)	10.73%		
TIR EQUITY (30 años)	10.73%		
VAN (30 años)	28,503.56 \$		
Último periodo negativo	11		
Valor absoluto UA periodo neg	4,998.95 \$		
Valor flujo siguiente periodo	5,266.77 \$		
Payback:	11.05 Años		

Producción (con degradación)			
Ingresos			
CAPEX			
CAPEX			
Suma gastos + capex			
Suma Ingresos - gastos			
WACC // Factor de amortización	8.681%		
LCOE (\$/kWh) - 30 años	0.0821		
LROE (\$/kWh) - 30 años	0.1239		
LROE - LCOE (\$/kWh) - 30 años	0.0419		

APÉNDICE 14

Desarrollo de Datos Obtenidos a partir del Modelo de Cálculo para Análisis de Rentabilidad del Proyecto Solar Fotovoltaico sin Project Finance

| OPERACION |
|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 |
| 153,802,971 | 137,638,889 | 138,802,458 | 142,000,189 | 144,130,071 | 146,298,487 | 148,482,890 | 150,720,923 |
| 1,456,605,54 | 1,422,799,54 | 1,459,800,77 | 1,972,222,19 | 1,536,902,13 | 1,502,902,22 | 1,569,249,24 | 1,810,624,22 |
| 2,589,779,3 | 2,160,438,268 | 2,223,182,606 | 2,289,762,76 | 2,350,650,06 | 2,427,752,471 | 2,500,068,245 | 2,619,892,756 |
| \$28,496.15 | \$28,748.64 | \$27,095.57 | \$27,447.80 | \$27,802.99 | \$28,163.39 | \$28,529.87 | \$28,898.89 |
| 176,574.27 | 176,574.27 | 176,574.27 | 176,574.27 | 176,574.27 | 176,574.27 | 176,574.27 | 176,574.27 |
| 0.152434W |
| \$28,748.64 | \$28,748.64 | \$27,447.80 | \$27,447.80 | \$27,802.99 | \$28,163.39 | \$28,529.87 | \$28,898.89 |
| \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 |
| 0.000000W |
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
26,406 \$	26,749 \$	27,096 \$	27,447 \$	27,803 \$	28,164 \$	28,529 \$	28,899 \$
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
0.000000W							
0.296434W	0.296434W	0.296434W	0.296434W	0.303434W	0.308434W	0.313434W	0.317434W
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
0.000000W							
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$16,382.89	\$16,872.88	\$17,377.56	\$17,897.39	\$18,432.81	\$18,984.39	\$19,552.33	\$20,137.40
\$600.49	\$670.51	\$800.11	\$710.81	\$732.14	\$754.10	\$776.72	\$800.25
\$11,228.63	\$11,545.09	\$11,999.44	\$12,599.18	\$12,915.63	\$13,266.18	\$13,655.93	\$14,087.44
\$203.76	\$209.34	\$215.06	\$222.13	\$228.79	\$235.04	\$242.73	\$250.91
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$603.13	\$621.22	\$639.88	\$659.06	\$678.83	\$699.19	\$720.17	\$741.77
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$1,016.40	\$1,046.89	\$1,078.30	\$1,110.84	\$1,143.96	\$1,177.28	\$1,210.63	\$1,250.04
\$1,626.24	\$1,725.02	\$1,725.27	\$1,777.03	\$1,830.34	\$1,885.28	\$1,941.51	\$2,000.06
\$516.33	\$531.62	\$547.77	\$564.21	\$581.13	\$598.57	\$616.52	\$635.02
\$430.56	\$446.76	\$463.32	\$480.26	\$497.59	\$515.31	\$533.41	\$551.92
\$101.94	\$104.86	\$104.45	\$111.68	\$114.44	\$117.83	\$121.94	\$126.98
\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
16,382.89 \$	16,872.88 \$	17,377.56 \$	17,897.39 \$	18,432.81 \$	18,984.39 \$	19,552.33 \$	20,137.40 \$
10,023.26 \$	9,875.75 \$	9,718.01 \$	9,549.61 \$	9,370.18 \$	9,179.30 \$	8,975.55 \$	8,761.50 \$
10,023.26 \$	9,875.75 \$	9,718.01 \$	9,549.61 \$	9,370.18 \$	9,179.30 \$	8,975.55 \$	8,761.50 \$
24	25	26	27	28	29	30	31
\$2,274.87	\$2,275.87	\$2,274.87	\$2,275.87	\$2,275.87	\$2,275.87	\$2,275.87	\$2,274.87
\$3,413.50	\$3,413.50	\$3,413.50	\$3,413.50	\$3,413.50	\$3,413.50	\$3,413.50	\$3,413.50
5,689.17 \$							
4,334.10 \$	4,186.60 \$	4,028.84 \$	3,860.44 \$	3,681.01 \$	3,492.80 \$	3,295.05 \$	3,088.00 \$
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
OK							
4,334.10 \$	4,186.60 \$	4,028.84 \$	3,860.44 \$	3,681.01 \$	3,492.80 \$	3,295.05 \$	3,088.00 \$
\$1,083.02	\$1,083.02	\$1,083.02	\$985.11	\$920.25	\$1,441.45	\$1,380.75	\$1,337.00
\$1,083.02	\$1,048.85	\$1,007.21	\$985.11	\$920.25	\$1,441.45	\$1,380.75	\$1,337.00
3,250.57 \$	3,139.93 \$	3,021.63 \$	2,895.33 \$	2,760.76 \$	2,619.25 \$	2,472.29 \$	2,320.00 \$
- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	3,413.50 \$	- \$	- \$
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$2,413.56	\$3,119.50	\$0.00
8,939.74 \$	8,829.11 \$	8,710.80 \$	7,446.87 \$	7,312.09 \$	6,600.11 \$	7,585.79 \$	7,424.50 \$
\$8,939.74	\$8,829.11	\$8,710.80	\$8,584.50	\$8,459.50	\$8,334.50	\$8,209.50	\$8,084.50
			\$1,137.83	\$1,137.83	\$1,137.83		
1,083.52 \$	1,046.65 \$	1,007.21 \$	965.11 \$	920.25 \$	1,441.45 \$	1,380.75 \$	1,337.00 \$
1,938.90 \$	1,900.02 \$	1,860.58 \$	1,818.49 \$	1,773.63 \$	1,725.61 \$	1,675.22 \$	1,621.46 \$
23	24	25	26	27	28	29	30
8,939.74 \$	8,829.11 \$	8,710.80 \$	8,584.50 \$	8,449.92 \$	7,737.85 \$	7,585.79 \$	7,424.50 \$
8,939.74 \$	8,829.11 \$	8,710.80 \$	8,584.50 \$	8,449.92 \$	7,737.85 \$	7,585.79 \$	7,424.50 \$
8,939.74 \$	8,829.11 \$	8,710.80 \$	8,584.50 \$	8,449.92 \$	7,737.85 \$	7,585.79 \$	7,424.50 \$
176,229	176,274	176,229	174,873	174,828	174,174	173,828	173,478
\$28,496.15	\$28,748.64	\$27,095.57	\$27,447.80	\$27,802.99	\$28,163.39	\$28,529.87	\$28,898.89
\$16,382.89	\$16,872.88	\$17,377.56	\$17,897.39	\$18,432.81	\$18,984.39	\$19,552.33	\$20,137.40
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$3,413.50	\$0.00	\$0.00
\$16,382.89	\$16,872.88	\$17,377.56	\$17,897.39	\$18,432.81	\$18,984.39	\$19,552.33	\$20,137.40
\$16,003.00	\$16,072.69	\$16,072.69	\$15,947.50	\$15,947.50	\$15,822.31	\$15,697.12	\$15,571.93
\$16,003.00	\$16,072.69	\$16,072.69	\$15,947.50	\$15,947.50	\$15,822.31	\$15,697.12	\$15,571.93
0.146	0.135	0.125	0.116	0.107	0.099	0.092	0.085

APÉNDICE 15

Desarrollo de Datos Obtenidos a partir del Modelo de Cálculo para Análisis de Rentabilidad del Proyecto Solar Térmico con Project Finance

Cuenta de Pérdidas y Ganancias		DESARROLLO	CONSTRUCCION	OPERACION	OPERACION	OPERACION	OPERACION
		0	1	2	3	4	5
EVOLUCION E INDICES DE PRECIOS							
Precio de la Energía - Curvas de tendencia		0.00%	200	1750	150	125	105
IPC energía		1	1.015	1.00225	1.046878275	1.061363501	1.077284204
IPC materiales y mano obra		1	1.02	1.0424	1.093268	1.08242316	1.092016249
(1) INGRESOS							
1.1 Venta de Electricidad a red							
Producción Electricidad	0 kWh/año			0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año
Precio de venta del kWh eléctrico	0.000 \$/kWh			0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh
Ingresos por venta de electricidad				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
1.2 Venta de Energía Térmica							
Producción Calor	647,136 kWh/año			634,193 kWh/año	631,627 kWh/año	629,130 kWh/año	626,613 kWh/año
Precio de venta del kWh térmico	0.120 \$/kWh			0.124 \$/kWh	0.123 \$/kWh	0.122 \$/kWh	0.121 \$/kWh
Ingresos por venta de calor				\$78,423.41	\$77,281.15	\$76,128.26	\$74,985.87
1.3 Certificados origen energía							
Certificados por Energía eléctrica	0.0000 \$/kWh			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
1.4 Proyecto Clima - reducción emisiones							
Proyecto Clima - Energía térmica	0.000 \$/Tn			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Proyecto Clima - Energía eléctrica	0.000 \$/Tn			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
1.4 Otros Ingresos							
				- €	- €	- €	- €
(1) Total Ingresos				78,403 \$	79,261 \$	80,128 \$	81,005 \$
(2) COSTES OPERACIONALES							
2.1 Suministros - Compra de energía eléctrica							
Consumo energía eléctrica comunidad	0 kWh/año			0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año
Precio de compra del kWh eléctrico (3.14-6.1A)	0.000 \$/kWh			0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh
Costes por compra de electricidad				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Potencia instalada en la comunidad	0.000 kW			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Precio término potencia eléctrica	0.0000 (\$/kW día)						
Costo término de potencia							
2.2 Suministros - Compra de energía térmica							
Consumo energía eléctrica comunidad	0 kWh/año			0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año
Precio de compra del kWh eléctrico (3.14-6.1A)	0.000 \$/kWh			0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh
Costes por compra de electricidad				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Potencia instalada en la comunidad	509,104,000 kW			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Precio término potencia térmica	0.0000 (\$/kW día)						
Costo término de potencia							
2.3 Suministros - Otros reactivos							
Consumo de otros reactivos eléctricos	- \$/kWh			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Consumo de otros reactivos térmicos	- \$/kWh			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2.4 Gastos Operativos							
Ingresos	700 \$/año			\$13,386.01	\$13,386.01	\$13,386.01	\$13,386.01
Operación y Mantenimiento	8,000 \$/año			\$728.20	\$728.20	\$728.20	\$728.20
Acordamiento de la planta	200 \$/año			\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00
Repuestos legales / auditorías	200 \$/año			\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00
Personal O&M	445 \$/año			\$4,005.00	\$4,005.00	\$4,005.00	\$4,005.00
Contingencias	445 \$/año			\$4,005.00	\$4,005.00	\$4,005.00	\$4,005.00
Avisos	- \$/año			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Gastos generales, asesorías...	500 \$/año			\$4,500.00	\$4,500.00	\$4,500.00	\$4,500.00
Alquiler de terreno	- \$/año			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Seguro Todo Riesgo Anual	1,200 \$/año			\$10,800.00	\$10,800.00	\$10,800.00	\$10,800.00
Seguro Responsabilidad Civil	1,500 \$/año			\$13,500.00	\$13,500.00	\$13,500.00	\$13,500.00
Seguro Responsabilidad Ambiental	200 \$/año			\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00
Impuesto actividad (IAE)	200 \$/año			\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00
Impuesto por el suato (ISICE)	- \$/año			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Impuesto a la generación eléctrica	- %/Ventas			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Impuesto a la generación térmica	- %/Ventas			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
(2) Costes Operacionales				13,386.01 \$	13,649.73 \$	13,918.72 \$	14,193.10 \$
BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCION				65,017.40 \$	65,611.42 \$	66,209.54 \$	66,811.77 \$
(3) EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACION				65,017.40 \$	65,611.42 \$	66,209.54 \$	66,811.77 \$
(4) AMORTIZACION							
Amortización inversión inicial	565,619 \$			\$18,853.95	\$18,853.95	\$18,853.95	\$18,853.95
Amortización CAPEX Mantenimiento				\$18,853.95	\$18,853.95	\$18,853.95	\$18,853.95
(4) AMORTIZACION				18,853.95 \$	18,853.95 \$	18,853.95 \$	18,853.95 \$
(5) EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS				46,163.45 \$	46,757.47 \$	47,355.59 \$	47,957.82 \$
(6) COSTES DE CAPITAL							
Préstamo - Principial parte de pago	395,933 \$			\$395,933.21	\$395,933.21	\$395,933.21	\$395,933.21
Amortización del principal	18 años			\$22,196.28	\$22,196.28	\$22,196.28	\$22,196.28
Intereses del préstamo	8% a partir del 1er año de operación			\$31,674.64	\$29,914.94	\$28,155.52	\$26,396.53
(6) COSTES DE CAPITAL				14,488.81 \$	16,842.63 \$	18,200.35 \$	21,562.28 \$
(7) IMPUESTOS							
Impuestos	Sociedades - 25%			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Impuesto a la Renta	Tabla 110 - P&L			\$162.88	\$388.25	\$657.84	\$941.27
Deducciones				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
(7) IMPUESTOS				162.88 \$	388.25 \$	657.84 \$	941.27 \$
(8) BENEFICIO NETO				14,325.93 \$	16,444.27 \$	18,542.51 \$	20,621.01 \$
CAPEX MANTENIMIENTO							
Año 10	10.0%	565,619 \$					
Año 20	9.0%	565,619 \$					
Año 28	5.0%	565,619 \$					
Total CAPEX Mantenimiento				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Cash Flow				5,527.42 \$	7,645.76 \$	9,744.00 \$	11,822.50 \$
(4) EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos				\$11,165.00	\$13,551.99	\$15,832.10	\$18,250.89
(4) Provisión para CAPEX mantenimiento (igual que la amortización)				\$5,637.58	\$5,906.23	\$6,088.10	\$6,250.39
Impuestos proyectados (sin considerar intereses de la financiación)				- \$	- \$	- \$	- \$
TR de la inversión TOTAL sobre el EBITDA menos impuestos del							
TR PROYECTO (10 años)	12.88%						
TR PROYECTO (10 años)	15.50%						
VAN (10 años)	354,659.38 \$						
TR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre con Capex							
TR EQUITY (10 años)	12.88%						
TR EQUITY (10 años)	12.88%						
VAN (10 años)	284,809.23 \$						
Último periodo negativo	10						
Valor absoluto UR periodo neg	11,551.52 \$						
Valor flujo siguiente periodo	32,434.17 \$						
Payback:	10.64 Años						
Producción (con degradación)				831,180	831,637	829,130	826,613
Ingresos				\$78,423.41	\$77,281.15	\$76,128.26	\$74,985.87
CAPEX				\$13,386.01	\$13,649.73	\$13,918.72	\$14,193.10
CAPEX				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Suma gastos + capex				\$13,386.01	\$13,649.73	\$13,918.72	\$14,193.10
Suma Ingresos - gastos				\$65,037.40	\$63,631.42	\$62,209.54	\$60,792.77
WACC // Factor de amortización	8.50%			0.918	0.843	0.774	0.690
LCOE (\$/kWh) - 30 años				-0.0586			
LROE (\$/kWh) - 30 años				0.1412			
LROE - LCOE (\$/kWh) - 30 años				0.0826			

OPERACION	OPERACION	OPERACION	OPERACION
28	29	30	31
0.00	0.00	0.00	0.00
1,339,909.93	1,563,906.62	1,886,024.24	1,810,324.92
1,775,844.69	1,813,811.64	1,847,688.16	1,854,435.62
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
0.000 E/W/H	0.000 E/W/H	0.000 E/W/H	0.000 E/W/H
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$104,838.69	\$105,176.87	\$106,327.51	\$107,486.73
\$71,431.54	\$69,140.11	\$66,809.53	\$64,602.00
\$182,000.00	\$188,000.00	\$188,000.00	\$188,000.00
\$104,026.69	\$105,176.87	\$106,327.51	\$107,486.73
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
- €	- €	- €	- €
104,039 \$	105,177 \$	106,328 \$	107,497 \$
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
0.000 E/W/H	0.000 E/W/H	0.000 E/W/H	0.000 E/W/H
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
0.000 E/W/H	0.000 E/W/H	0.000 E/W/H	0.000 E/W/H
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$22,265.70	\$22,707.02	\$23,157.16	\$23,616.30
\$1,218.72	\$1,243.09	\$1,267.95	\$1,293.31
\$13,926.18	\$14,208.78	\$14,492.88	\$14,782.71
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$348.30	\$335.17	\$302.27	\$300.52
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$774.16	\$795.25	\$806.06	\$822.18
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$870.51	\$887.82	\$905.68	\$923.79
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$1,965.55	\$2,094.89	\$2,044.59	\$2,085.69
\$2,811.54	\$2,863.77	\$2,717.04	\$2,771.38
\$348.00	\$336.17	\$302.27	\$300.52
\$200.00	\$200.00	\$200.00	\$200.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
22,265.70 \$	22,707.02 \$	23,157.16 \$	23,616.30 \$
81,772.98 \$	82,469.85 \$	83,170.35 \$	83,874.43 \$
81,772.98 \$	82,469.85 \$	83,170.35 \$	83,874.43 \$
118,853.95	118,853.95	118,853.95	118,853.95
\$8,163.21	\$8,428.88	\$8,428.88	\$8,428.88
25,217.16 \$	28,280.93 \$	28,280.93 \$	28,280.93 \$
56,655.82 \$	54,188.92 \$	54,889.42 \$	55,593.50 \$
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
56,655.82 \$	54,188.92 \$	54,889.42 \$	55,593.50 \$
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$8,427.14	\$7,717.87	\$7,927.22	\$8,138.44
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$8,427.14	\$7,717.87	\$7,927.22	\$8,138.44
48,128.68 \$	46,471.86 \$	46,962.20 \$	47,455.06 \$
- \$	28,280.93 \$	- \$	- \$
\$0.00	28,280.93 €	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$28,280.93	\$0.00	\$0.00
63,918.87 \$	65,325.81 \$	75,243.13 \$	75,735.99 \$
\$73,345.83	\$74,752.79	\$75,243.13	\$75,735.99
\$0,028,569	\$0,028,569		
- \$	- \$	- \$	- \$
27	28	29	30
81,772.98 \$	82,469.85 \$	83,170.35 \$	83,874.43 \$
27	28	29	30
\$63,918.87	\$83,606.74	\$75,243.13	\$75,735.99
\$915,375.98	\$1,008,982.71	\$1,084,225.85	\$1,158,961.83
28	29	30	31
\$71,431.54	\$69,140.11	\$66,809.53	\$64,602.00
\$104,026.69	\$105,176.87	\$106,327.51	\$107,486.73
\$22,265.70	\$22,707.02	\$23,157.16	\$23,616.30
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$22,265.70	\$22,907.65	\$23,157.16	\$23,616.30
\$61,772.98	\$54,188.92	\$63,170.35	\$63,874.43
0.084	0.077	0.071	0.065

APÉNDICE 16

*Desarrollo de Datos Obtenidos
a partir del Modelo de Cálculo
para Análisis de Rentabilidad
del Proyecto Solar Térmico sin
Project Finance*

Cuenta de Pérdidas y Ganancias				DESARROLLO	CONSTRUCCION	OPERACION	OPERACION	OPERACION	OPERACION	
ECONOMIA E INFLACION PROYECTADA				0	1	2	3	4	5	
Precio de la Energía - Curvas de tendencia				0.00%	200	1750	150	125	105	95
IPC Energía				1	1.015	1.05225	1.04567315	1.01724904	1.0244264	1.03041264
IPC materiales y mano obra				1	1.02	1.0454	1.0404316	1.0243993	1.02102419	
(1) INGRESOS										
1.1	Venta de Electricidad a red					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Producción Electricidad	0 kWh/año	¿degradación?	0.80%		0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año	
	Precio de venta del kWh eléctrico	0.000 \$/kWh	¿disponibilidad?	80.0%		0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	
	Ingresos por venta de electricidad		¿indexado?	0.0%		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
1.2	Venta de Energía Térmica					\$78,403.41	\$78,261.15	\$80,128.28	\$81,064.87	
	Producción Calor	647,130 kWh/año	¿degradación?	0.40%		634,193 kWh/año	631,657 kWh/año	629,130 kWh/año	626,615 kWh/año	
	Precio de venta del kWh térmico	0.120 \$/kWh	¿disponibilidad?	99.0%		0.124 \$/kWh	0.123 \$/kWh	0.123 \$/kWh	0.123 \$/kWh	
	Ingresos por venta de calor		¿indexado?	1.5%		\$78,403.41	\$78,261.15	\$80,128.28	\$81,064.87	
1.3	Certificados origen energía					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Certificados por Energía eléctrica	0.0000 \$/kWh				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
1.4	Proyecto Clima - reducción emisiones					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Proyecto Clima - Energía térmica	0.000 \$/Tn				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
		0.000 Tn CO ₂ /kWh				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
1.4	Otros Ingresos					- €	- €	- €	- €	
	...									
(1)	Total Ingresos					78,403 \$	79,261 \$	80,128 \$	81,065 \$	
(2) COSTES OPERACIONALES										
2.1	Suministros - Compra de energía eléctrica					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Consumo energía eléctrica comunidad	0 kWh/año				0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año	
	Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6.1A)	0.000 \$/kWh	¿indexado?	1.5%		0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	
	Costes por compra de electricidad					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Potencia instalada en la comunidad	0.000 kW				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Precio término potencia eléctrica	0.0000 (\$/kW día)	¿indexado?	1.5%		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Coste término de potencia					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
2.2	Suministros - Compra de energía térmica					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Consumo energía eléctrica comunidad	0 kWh/año				0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año	0 kWh/año	
	Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6.1A)	0.000 \$/kWh	¿indexado?	1.5%		0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	0.000 \$/kWh	
	Costes por compra de electricidad					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Potencia instalada en la comunidad	595,164,000 kW				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Precio término potencia térmica	0.0000 (\$/kW día)	¿indexado?	1.5%		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Coste término de potencia					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
2.3	Suministros - Otros reactivos					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Consumo de otros reactivos eléctricos	- \$/kWh	¿indexado?	2.0%		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Consumo de otros reactivos térmicos	- \$/kWh	¿indexado?	2.0%		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
2.4	Gastos Operativos					\$13,386.91	\$13,649.73	\$13,918.72	\$14,193.10	
	Repuestos	700.00 \$/año	¿indexado?	2.0%		\$728.26	\$742.05	\$757.70	\$772.85	
	Operación y Mantenimiento	8,000.00 \$/año	¿indexado?	2.0%		\$8,323.23	\$8,499.68	\$8,679.48	\$8,832.85	
	Condicionamiento de la planta	\$/año	¿indexado?	2.0%		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Revisiones legales / auditorías	200.00 \$/año	¿indexado?	2.0%		\$204.06	\$212.24	\$216.49	\$220.62	
	Personal O&M	445.00 \$/año	¿indexado?	2.0%		\$462.96	\$474.29	\$481.88	\$489.52	
	Contingencias	445.00 \$/año	¿indexado?	2.0%		\$462.96	\$474.29	\$481.88	\$489.52	
	Asesorías					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Gastos generales, asesorías...	500.00 \$/año	¿indexado?	2.0%		\$520.22	\$531.22	\$541.22	\$550.24	
	Alquiler de terrenos	- \$/año	¿indexado?	2.0%		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Seguro Todo Fuego Material	1,126.98 \$/año	¿indexado?	2.0%		\$1,174.55	\$1,199.00	\$1,223.44	\$1,246.43	
	Seguro Responsabilidad Civil	1,500.00 \$/año	¿indexado?	2.0%		\$1,560.00	\$1,591.81	\$1,623.65	\$1,656.12	
	Seguro Responsabilidad Ambiental	200.00 \$/año	¿indexado?	2.0%		\$204.06	\$212.24	\$216.49	\$220.62	
	Impuesto actividad (IAE)	200.00 \$/año	¿indexado?	2.0%		\$204.06	\$204.06	\$204.06	\$204.06	
	Impuesto por el sueldo (IRPF)	- \$/año	¿indexado?	2.0%		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Impuesto a la generación eléctrica	- %/Ventas	¿indexado?	2.0%		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Impuesto a la generación térmica	- %/Ventas	¿indexado?	2.0%		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
(2)	Costos Operacionales					13,386.91 \$	13,649.73 \$	13,918.72 \$	14,193.10 \$	
BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCION										
						65,017.40 \$	65,611.42 \$	66,209.54 \$	66,811.77 \$	
(3) EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACION										
						65,017.40 \$	65,611.42 \$	66,209.54 \$	66,811.77 \$	
(4) AMORTIZACION										
	Amortización inversión inicial	\$565,619 \$	Inversión Total	30 años años		\$18,853.95	\$18,853.95	\$18,853.95	\$18,853.95	
	Amortización CAPEX Mantenimiento		Capex de Mantenimiento cada 10 años			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
(4)	AMORTIZACION					18,853.95 \$	18,853.95 \$	18,853.95 \$	18,853.95 \$	
(5) EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS										
						46,163.45 \$	46,757.47 \$	47,355.59 \$	47,957.82 \$	
(6) COSTES DE CAPITAL										
	Préstamo - Principal parte de pago	0.00 \$				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
(6)	AMORTIZACION DEL PRINCIPAL					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Intereses del préstamo	0% a partir del 1er año de operación				\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
		1.2	Ratio Cobertura			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
EBIT - BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS										
						46,163.45 \$	46,757.47 \$	47,355.59 \$	47,957.82 \$	
(7) IMPUESTOS										
	Impuestos	Sociedades - 25%	0%			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Impuesto a la Renta	Tabla 110 - P&L				\$5,882.75	\$5,731.28	\$5,880.79	\$5,931.34	
	Deducciones					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
(7)	Impuestos finales					\$5,882.75	\$5,731.28	\$5,880.79	\$5,931.34	
(8) BENEFICIO NETO										
						40,280.70 \$	41,026.21 \$	41,474.80 \$	41,926.47 \$	
CAPEX MANTENIMIENTO										
	Año 10	10.0%	565,619 \$			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Año 20	9.0%	565,619 \$			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Año 26	6.0%	565,619 \$			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
	Total CAPEX Mantenimiento					\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Cash Flow										
(4)	EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos					55,778.47 \$	54,223.98 \$	54,672.57 \$	55,124.24 \$	
(4)	Provisión para CAPEX mantenimiento (igual que la amortización)					\$58,474.65	\$59,650.14	\$60,326.75	\$60,780.42	
						\$5,696.18	\$5,426.16	\$5,654.18	\$5,658.18	
Impuestos proyecto (sin considerar intereses de la financiación)										
						- \$	- \$	- \$	- \$	
TIR de la inversión TOTAL sobre el EBITDA menos impuestos del										
	TIR PROYECTO (10 años)	11.83%								
	TIR PROYECTO (10 años)	11.83%								
	WACC (10 años)	7.964423%								
TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre con Capex										
	TIR EQUITY (10 años)	9.94%								
	TIR EQUITY (10 años)	9.94%								
	WACC (10 años)	6.830542%								
Último periodo negativo										
	Valor absoluto UR periodo neg	58,439.33 \$								
	Valor flujo siguiente periodo	65,442.07 \$								
	Payback	10.69 Años								
Producción (con degradación)										
	Ingresos					631,193	631,657	629,130	626,615	
	OPEX					\$78,261.15	\$78,261.15	\$80,128.28	\$81,064.87	
	CAPEX					\$13,386.91	\$13,649.73	\$13,918.72	\$14,193.10	
	Suma gastos + capex					\$91,648.06	\$91,910.88	\$94,047.00	\$95,257.97	
	Suma Ingresos - gastos					\$515,544.94	\$540,646.12	\$535,082.72	\$531,357.03	
	WACC // Factor de amortización	8.00%				0.908	0.887	0.788	0.692	
LCOE (\$/kWh) - 30 años										
						0.1145	0.1142	0.1142	0.1142	
LCOE (\$/kWh) - 30 años										
						0.1422	0.1422	0.1422	0.1422	
LCOE - LCOE (\$/kWh) - 30 años										
						0.0277	0.0280	0.0280	0.0280	

