



Maestría en

ENERGÍAS RENOVABLES

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

AUTORES:

Ing. Lenin Emiliano Caicedo Molina

Ing. Alberto Ricardo Delgado Revilla

Ing. Andrés Santiago Gavilanes Gaibor

Ing. Sophia Monserrath Lasluisa Robalino

Ing. Glen Alejandro Obando Páez

TUTORAS:

Ing. María del Puerto Pérez Pérez MSc.

Ing. Andrea Carolina Rivadeneira Pérez MSc.

Desarrollo y análisis técnico-económico de una propuesta energética para el aprovechamiento del recurso solar en beneficio de la Urbanización “El Manantial” situada en la ciudad de Quito aplicando energía solar fotovoltaica y solar térmica.

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, LENIN EMILIANO CAICEDO MOLINA, 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.



.....
Lenin Emiliano Caicedo Molina

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, ALBERTO RICARDO DELGADO REVILLA, 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.



.....
Alberto Ricardo Delgado Revilla

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, ANDRÉS SANTIAGO GAVILANES GAIBOR, 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.



.....
Andrés Santiago Gavilanes Gaibor

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, SOPHIA MONSERRATH LASLUIA ROBALINO, 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.

Sophia Lasluisa R.

.....
Sophia Monserrath Lasluisa Robalino

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, GLEN ALEJANDRO OBANDO PÁEZ, 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.



Glen Alejandro Obando Páez

APROBACIÓN DEL TUTOR

Yo, MARÍA DEL PUERTO PÉREZ PÉREZ, certifico que conozco a los autores del presente trabajo siendo la responsable exclusiva tanto de su originalidad y autenticidad, como de su contenido.

María del Puerto Pérez Pérez
DIRECTORA DE TESIS

APROBACIÓN DEL TUTOR

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



Andrea Carolina Rivadeneira Pérez
DIRECTORA DE TESIS

DEDICATORIAS

Dedico el presente trabajo investigativo a toda mi familia, quienes con su paciencia, tiempo y comprensión me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, una satisfacción con infinitas recompensas y con la certeza de que los conocimientos adquiridos aportarán en beneficio de los demás.

Lenin Emiliano Caicedo Molina

A mi Dios por darme las fuerzas necesarias y mantenerme firme en cada paso para cada dificultad mostrarme siempre su victoria, ya que su gracia y la fe que he depositado en ÉL son las que me han permitido cumplir este objetivo. A mis padres Mariana de Jesús Revilla Torres y Alberto Ricardo Delgado Montero por darme apoyo en todo momento, por extenderme su mano y alentarme siempre recordándome que con DIOS todo es posible. A mis hermanos de la iglesia Casa de Dios que me mantienen en sus oraciones para que todo lo que haga sea direccionado por Dios.

Alberto Ricardo Delgado Revilla

Este trabajo está dedicado a mi familia, mi esposa e hijos quienes son el motor que me mueven para seguir adelante, por y para ellos todo mi esfuerzo y dedicación. También quiero hacer parte de este logro a mis padres, suegros y hermanos, en especial a mi madre quien ha sido un ejemplo de superación dedicación y crecimiento personal.

Andrés Santiago Gavilanes Gaibor

Con mucho cariño dedico este trabajo a las personas que me inspiran a seguir adelante Alicia, Jorge, Gaby, Faustito, Teresita, Max, y toda mi familia de sangre y la que he encontrado en mi camino. También lo dedico a quienes creen en un mundo mejor, y trabajan honestamente para lograrlo, aquellos que sienten una indescriptible pasión por la energía y como ésta mueve al mundo. Lo importante siempre será empezar, tengan la seguridad de que estamos dando inicio a ese anhelado ***futuro renovable***. Sigamos siempre adelante.

Sophia Monserrath Lasluisa Robalino

A mi hija Sofia Obando por llenarme de amor y ser mi motivación diaria de superación, te amo y siempre te voy a amar. A mis Padres por todo su amor, sabiduría y apoyo incondicional en todo momento de mi vida. A mi hermana María José por ser un ejemplo de dedicación y a mi hermano Gabriel por su sincera amistad y confianza. A mis abuelitas, mis tíos y familia en general, por darme su amor, apoyo y consejos a lo largo de todo este camino. A mi prometida Sara Yanez por formar parte de mi vida y ser un pilar fundamental en mis metas personales.

Glen Alejandro Obando Páez

AGRADECIMIENTOS

Dios nos permite tener y disfrutar la vida de muchas maneras, sobre todo cuando los logros son compartidos en familia, gracias a mi familia por apoyarme en cada decisión y proyecto para seguir creciendo de diversas maneras y sobre todo mejorando como ser humano al servicio de los demás.

Gracias Dios por estar presente no solo en esta etapa tan importante de mi vida, sino en todo momento ofreciéndome tus bendiciones y sobre todo confiando en mi diario vivir.

Lenin Emiliano Caicedo Molina

La gratitud es uno de los sentimientos más nobles que nos ha regalado la vida, por lo cual expreso mi más profundo agradecimiento a Dios quien me dio la vida, la fe, fortaleza, salud, esperanza y me ha dotado de capacidad para poder obtener mi propósito y convertirme en Magister en Energías Renovables.

Alberto Ricardo Delgado Revilla

Primeramente, doy gracias a Dios por permitirme tener la dicha de haber terminado con éxito un escalón más en el camino de la preparación y el conocimiento, así mismo agradecer a la Universidad y a cada uno de los maestros que fueron parte integral de mi formación.

No ha sido sencillo el trabajo y las horas dedicadas a sacar adelante la maestría por eso quiero agradecer a mi familia en especial a mi esposa por ser un pilar y apoyo fundamental durante el proceso y obtención del título.

Andrés Santiago Gavilanes Gaibor

Mi agradecimiento es infinito hacia DIOS y la VIRGEN MARÍA, por la oportunidad de estar viva, permitirme gozar de esta experiencia de crecimiento personal y profesional, y haberlo hecho posible con el apoyo de mis padres, mi hermana, mis abuelitos, mi compañero de vida, y mi familia entera. Así también, agradezco a la voz interna que es la fuerza de voluntad, siempre impulsándome a continuar.

Esto es una muestra de mi entera gratitud hacia ustedes y a mí mismo. ¡Lo logramos!

Sophia Monserrath Lasluisa Robalino

Agradezco a la vida y sobre todo a mis padres, quienes han sido el pilar fundamental para llevarme a lograr cada una de mis metas, trazando mi camino con amor y sabiduría.

Glen Alejandro Obando Páez

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS	9
ÍNDICE DE FIGURAS	14
RESUMEN.	17
ABSTRACT	18
1. OBJETO DEL PROYECTO	19
2. ANTECEDENTES	19
2.1. Datos generales del proyecto y de la zona donde se ubica el proyecto.	19
2.1.1. Título del Proyecto.....	19
2.1.2. Ubicación geográfica y área de influencia.	19
2.1.3. Caracterización biofísica, de uso actual y climática de la zona.	20
2.1.4. Área/entorno de influencia directa del Proyecto.....	21
2.1.5. Elección justificada de emplazamientos y equipos para instalación solar térmica....	22
2.1.5. Descripción del contexto energético general en el que se desarrolla el Proyecto. ...	23
2.1.6. Beneficiarios del Proyecto o Población Objetivo	24
2.1.7. Caracterización socioeconómica de la Población Objetivo donde se ubica el proyecto.	24
2.1.8. Entorno energético eléctrico actual en la zona de la Población Objetivo.	24
2.1.9. Entorno energético térmico actual en la zona de la Población Objetivo.	25
3. OBJETIVOS DEL PROYECTO	26
3.1. Objetivo general.....	26
3.2. Objetivos específicos.	26
4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	27

4.1. Descripción de las energías renovables incluidas en el Proyecto.	27
4.1.1. Energía solar.	27
4.1.2. Energía solar térmica.	27
4.1.3. Energía solar fotovoltaica.	27
4.2. Propuesta de desarrollo energético fotovoltaico.....	30
4.2.1. Contexto teórico de la propuesta.	30
4.2.2. Descripción metodológica para la implementación de la propuesta.	42
4.2.3. Situación energética actual del sitio de la propuesta.	42
4.2.4. Diseño técnico de la propuesta para garantizar las condiciones de la subvención ..	45
4.2.5. Elección y descripción de los equipos principales.....	47
4.2.6. Cálculo de la cantidad de paneles fotovoltaicos.....	50
4.2.7. Cálculo de la distancia entre filas para evitar sombreados usando seguimiento solar.	51
4.2.8. Disposición de la planta fotovoltaica.	52
4.2.9. Cálculo de reducciones de CO2.	55
4.2.10. Presupuesto referencial para la implementación de la propuesta.	57
4.2.11. Dimensionamiento de un sistema aislado.....	65
4.2.12. Manual de operación y mantenimiento.	70
4.2.13. Presupuesto de operación y mantenimiento.	71
4.3. Propuesta de desarrollo energético solar térmico.	71
4.3.1. Cálculo de la demanda térmica para el escenario de estudio.	71
4.3.2. Perfil de la demanda diaria.	78
4.3.3. Dimensionamiento de la instalación solar térmica.	79
4.3.4. Esquema de Instalación.	87

4.3.5 Presupuesto de ejecución de la instalación.....	93
4.3.6. Cálculo básico del periodo de retorno simple de la inversión.....	94
4.4. Estudio comparativo de generación solar termoeléctrica vs. Solar fotovoltaica.....	95
4.4.1. Campo solar máximo a instalar y potencia de la turbina de vapor asociada.	96
4.4.2. Cálculos de la producción anual del sistema.	97
4.4.3. Esquema de la instalación.....	99
4.4.4. Determinación del precio de venta de energía.....	100
5. CARACTERIZACIÓN PRELIMINAR DE LAS FASES PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO	103
5.1. El desarrollo de los proyectos de energías renovables.	103
5.2. Consideraciones para la Fase de Promoción del Proyecto.	103
5.1.1. Inversión total del proyecto.....	103
5.2. Consideraciones para la Financiación del proyecto.	107
5.2.1. Evolución temporal del dinero.....	107
5.3. Consideraciones para la construcción del proyecto.	109
5.3.1. Construcción del proyecto solar fotovoltaico y su CAPEX.	109
5.3.2. Construcción del proyecto solar térmico y su CAPEX.....	110
5.3.3. Contratos Engineering, Procurement and Construction EPC.....	113
5.4. Consideraciones para la Fase de Operación durante la vida útil del proyecto.....	118
5.4.1. Operación del proyecto solar fotovoltaico.	118
5.4.2. Operación del proyecto solar térmico.	122
6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE CADA TECNOLOGÍA.	126
6.1. Caso base, ingresos y gastos, cuenta de resultados del proyecto.....	126
6.1.1. Cuenta de resultados de proyecto solar fotovoltaico.....	126

6.1.2. Cuenta de resultados de proyecto solar térmico.....	143
6.2. Rentabilidad de los proyectos TIR y VAN.....	159
6.2.1. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución directa de DEVEX y CAPEX.	159
6.2.2. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución contrato Fee a Éxito y EPC.....	161
6.2.3. Rentabilidad proyecto solar térmico ejecución directa CAPEX.	163
6.2.4. Rentabilidad proyecto solar térmico ejecución contrato EPC.....	165
6.3. Coste normalizado de la energía para cada proyecto (LCOE).	167
6.3.1. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico con ejecución directa.	168
6.3.2. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico con contrato Fee a Éxito y EPC.....	169
6.3.3. LCOE y LROE proyecto solar térmico con ejecución directa.	170
6.3.4. LCOE y LROE proyecto solar térmico con contrato EPC.....	171
6.4. Análisis de sensibilidad en función de los parámetros obtenidos.	172
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	174
7.1. Conclusiones.	174
7.2. Recomendaciones.	176
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	177
9. APÉNDICES	177
Apéndice A. Módulo Fovovoltaico Vertex S – Trina Solar	181
Apéndice B. Tracker 1 Eje Vanguard– Trina Solar.....	183
Apéndice C. Inversor Fovovoltaico – SMA.....	185
Apéndice D. Producción Anual- PVGIS	187
Apéndice E. Carta Solar – PVSyst.....	188
Apéndice F. Informe De Resultados Dimensionamiento Planta Fovovoltaica – PVSyst.....	189
Apéndice G. Módulo Fovovoltaico Para Sistema Aislado Sun Earth.....	195

Apéndice H. Batería 12 V, 200 Ah – Narada.....	197
Apéndice I. Regulador/Controlador De Carga 20 A - Victron Energy	199
Apéndice J. Inversor Para Sistema Aislado 250 W- Victron Energy.....	200
Apéndice K. Captador Solar Plano – Vitosol 200-FM.....	202

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Consumo energético eléctrico actual de la Urbanización "El Manantial"	24
Tabla 2. Energía a entregar a la red por parte de la instalación fotovoltaica en función del porcentaje de ahorro medio determinado de la comunidad de la Urbanización "El Manantial" .	25
Tabla 3. Entorno energético térmico actual de la Urbanización "El Manantial"	25
Tabla 4. Parámetros para comparación de baterías para sistemas fotovoltaicos.....	37
Tabla 5. Obtención de la potencia instalada de la planta fotovoltaica considerando estructuras fijas.....	45
Tabla 6. Obtención de la potencia instalada de la planta fotovoltaica considerando la utilización de seguidores solares	46
Tabla 7. Elección de inversor fotovoltaico.....	47
Tabla 8. Selección de estructura de seguimiento solar en 1 eje	48
Tabla 9. Elección de inversor fotovoltaico.....	49
Tabla 10. Determinación de la cantidad de módulos fotovoltaicos.....	50
Tabla 11. Cálculo de la distancia entre filas para evitar sombreados usando seguimiento solar	51
Tabla 12. Reducción de emisiones de CO ₂	56
Tabla 13. Reducción de emisiones de CO ₂	57
Tabla 14. Análisis de rentabilidad básico del sistema solar fotovoltaico	59
Tabla 15. Cronograma de ejecución.....	62
Tabla 16. Nómina de contratación para ejecución de la propuesta.....	64
Tabla 17. Nómina de contratación femenina del proyecto	64
Tabla 18. Cálculo de consumo energético de instalación fotovoltaica aislada para caseta.....	65
Tabla 19. Dimensionamiento de Instalación Fotovoltaica Aislada para Caseta El Manantial	65
Tabla 20. Presupuesto de O&M. anual.....	71

Tabla 21. Irradiación solar mensual y promedio varios sitios del Ecuador	72
Tabla 22. Valor acorde a la latitud y mes del año	72
Tabla 23. Datos meteorológicos correspondientes a la ciudad de Quito.....	73
Tabla 24. Valores de demanda de ACS	73
Tabla 25. Resultados de la demanda energética total del sistema	76
Tabla 26. Perfil diario de la demanda de energía térmica para ACS y calefacción	78
Tabla 27. Energía perdida por el colector mensualmente (Epmes)	83
Tabla 28. Parámetros D1 y D2 de la instalación	83
Tabla 29. Energía absorbida útil por los captadores y su aporte auxiliar	84
Tabla 30. Cobertura de la demanda del sistema	86
Tabla 31. Presupuesto de instalación solar térmica.....	93
Tabla 32. Cálculo del tiempo de retorno simple de la inversión	94
Tabla 33. Datos para el cálculo de producción de la central solar termoeléctrica	96
Tabla 34. Cálculo de la producción anual de la planta solar termoeléctrica.....	98
Tabla 35. Cálculos para determinar el precio de venta de energía en kWh del sistema solar termoeléctrico.....	100
Tabla 36. Presupuesto De Promoción Del Proyecto DEVEX.....	104
Tabla 37. Tasa máxima por financiamiento exigida por entidad bancaria para determinación de la WACC	107
Tabla 38. CAPEX proyecto solar fotovoltaico	109
Tabla 39. CAPEX proyecto solar térmico	111
Tabla 40. Resumen de gastos operativos en proyecto solar fotovoltaico.....	121
Tabla 41. Resumen de gastos operativos en proyecto solar térmico.....	124
Tabla 42. Hipótesis de ejecución directa de DEVEX y CAPEX y fondos propios	127
Tabla 43. Inversión total ejecución directa DEVEX y CAPEX y fondos propios	128

Tabla 44. Cuenta de resultados ejecución directa DEVEX y CAPEX y fondos propios.....	129
Tabla 45. Resultados ejecución directa DEVEX y CAPEX y fondos propios.....	130
Tabla 46. Hipótesis de ejecución directa de DEVEX y CAPEX y Project Finance.....	131
Tabla 47. Inversión total ejecución directa DEVEX y CAPEX y Project Finance.....	132
Tabla 48. Cuenta de resultados ejecución directa DEVEX y CAPEX y Project Finance	133
Tabla 49. Resultados ejecución directa DEVEX y CAPEX y Project Finance	134
Tabla 50. Hipótesis de ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con fondos propios.....	135
Tabla 51. Inversión total Fee a Éxito y contrato EPC con fondos propios	136
Tabla 52. Cuenta de resultados ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con fondos propios ...	137
Tabla 53. Resultados ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con fondos propios	138
Tabla 54. Hipótesis de ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con Project Finance	139
Tabla 55. Inversión total Fee a Éxito y contrato EPC con Project Finance.....	140
Tabla 56. Cuenta de resultados ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con Project Finance ..	141
Tabla 57. Resultados ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con Project Finance.....	142
Tabla 58. Hipótesis de ejecución directa CAPEX y fondos propios.....	143
Tabla 59. Inversión total ejecución directa CAPEX y fondos propios	144
Tabla 60. Cuenta de resultados ejecución directa CAPEX y fondos propios.	145
Tabla 61. Resultados ejecución directa CAPEX y fondos propios	146
Tabla 62. Hipótesis de ejecución directa CAPEX y Project Finance	147
Tabla 63. Inversión total ejecución directa CAPEX y Project Finance.....	148
Tabla 64. Cuenta de resultados ejecución directa CAPEX y Project Finance	149
Tabla 65. Resultados ejecución directa CAPEX y Project Finance	150
Tabla 66. Hipótesis de ejecución contrato EPC y fondos propios	151
Tabla 67. Inversión total contrato EPC y fondos propios	152

Tabla 68. Cuenta de resultados ejecución contrato EPC y fondos propios	153
Tabla 69. Resultados ejecución contrato EPC y fondos propio.....	154
Tabla 70. Hipótesis de ejecución contrato EPC y Project Finance.....	155
Tabla 71. Inversión total contrato EPC y Project Finance	156
Tabla 72. Cuenta de resultados ejecución contrato EPC y Project Finance.....	157
Tabla 73. Resultados ejecución contrato EPC y Project Finance	158
Tabla 74. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución directa de DEVEX y CAPEX y fondos propios	159
Tabla 75. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución directa de DEVEX y CAPEX y Project Finance	160
Tabla 76. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución Fee a Éxito y EPC con fondos propios	161
Tabla 77. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución Fee a Éxito y EPC con Project Finance	162
Tabla 78. Rentabilidad proyecto solar térmico con ejecución directa de CAPEX y fondos propios	163
Tabla 79. Rentabilidad proyecto térmico ejecución directa de CAPEX y Project Finance	164
Tabla 80. Rentabilidad proyecto solar térmico ejecución EPC con fondos propios.....	165
Tabla 81. Rentabilidad proyecto solar térmico ejecución EPC con Project Finance.....	166
Tabla 82. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico ejecución directa y fondos propios	168
Tabla 83. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico ejecución directa y Project Finance.....	168
Tabla 84. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico ejecución Fee a Éxito y EPC y fondos propios.	169
Tabla 85. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico ejecución Fee a Éxito y EPC y Project Finance.	169
Tabla 86. LCOE y LROE proyecto solar térmico con ejecución directa y fondos propios.....	170
Tabla 87. LCOE y LROE proyecto solar térmico con ejecución directa y Project Finance.	170

Tabla 88. LCOE y LROE proyecto solar térmico con ejecución EPC y fondos propios.....	171
Tabla 89. LCOE y LROE proyecto solar térmico con ejecución EPC y Project Finance	171
Tabla 90. Análisis de sensibilidad de proyectos de energías solar fotovoltaica y solar térmica.	172

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Urbanización El Manantial relieve	19
Figura 2. Ubicación Urbanización El Manantial vista Satelital.....	20
Figura 3. Parque Metropolitano Sur.....	20
Figura 4. Zona para la implementación de paneles fotovoltaicos.....	21
Figura 5. Modelo de Paneles Solares.....	22
Figura 6. Ubicación de los paneles solares para planta solar térmica centralizada.....	22
Figura 7. Principio de funcionamiento de una celda fotovoltaica.....	27
Figura 8. Trayectorias de la radiación al atravesar la atmósfera.....	29
Figura 9. Componentes de la radiación solar	29
Figura 10. Sistema aislado	31
Figura 11. Instalación solar fotovoltaica conectada a red con vertido cero	32
Figura 12. Células monocristalinas, Células policristalinas.....	33
Figura 13. Agrupación en serie de células fotovoltaicas	34
Figura 14. Agrupación en paralelo de células fotovoltaicas	34
Figura 15. Curva I-V de un panel fotovoltaico.....	36
Figura 16. Irradiación solar global horizontal anual.....	39
Figura 17. Ubicación de punto de interés en PVGIS.....	42
Figura 18. Carga de Datos en PVGIS.....	43
Figura 19. Resultados PVGIS.....	43
Figura 20. Mapa solar potencial eléctrico fotovoltaico del Ecuador.....	44
Figura 21. Resultados obtenidos en PVSyst.....	52
Figura 22. Configuración de la planta, obtenido en PVSyst	53

Figura 23. Disposición de la planta fotovoltaica	54
Figura 24. Emisiones de CO2 del 2013 al 2019.....	55
Figura 25. Factor de emisión de CO2.....	56
Figura 26. Plan de Contratación de Personal	63
Figura 27. Ubicación del sistema fotovoltaico aislado.....	69
Figura 28. Manual de operación y mantenimiento	70
Figura 29. Datos generales de la ubicación del proyecto.....	74
Figura 30. Datos para el cálculo de la demanda mensuales del proyecto.....	74
Figura 31. Datos de cálculo de la demanda de ACS	75
Figura 32. Datos de cálculo de la demanda de calefacción	75
Figura 33. Perfil de la demanda mensual del sistema.....	77
Figura 34. Captador solar plano	81
Figura 35. Cobertura de la demanda mensual del proyecto	85
Figura 36. Sistema sectorizado para proyecto solar térmico conjunto Manantial	87
Figura 37. Primer sistema para proyecto solar térmico urbanización el Manantial.....	87
Figura 38. Segundo sistema para proyecto solar térmico urbanización el Manantial	88
Figura 39. Tercer sistema para proyecto solar térmico urbanización el Manantial	88
Figura 40. Cuarto sistema para proyecto solar térmico urbanización el Manantial.....	89
Figura 41. Quinto sistema para proyecto solar térmico urbanización el Manantial.....	89
Figura 42. Representación de una instalación solar térmica centralizada.....	90
Figura 43. Datos técnicos del panel de placa plana VITOSOL 200-FM SV 2F	92
Figura 44. Obtención de datos de DNI del emplazamiento mediante NREL Data Viewer	97
Figura 45. Esquema de la instalación solar termoeléctrica de 3 MW	99
Figura 46. Hitos del contrato de desarrollo con Fee a Éxito.....	106

Figura 47. Tasas de interés activas en mayo 2022..... 108

RESUMEN.

En el presente trabajo, se realiza un análisis técnico y económico para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica y energía solar térmica, aprovechando el recurso solar disponible en la ciudad de Quito-Ecuador en beneficio de una población específica denominada como “Urbanización El Manantial”, la cual se plantea con un total de 100 viviendas y 360 habitantes. Para ello se ha planteado el diseño de una planta fotovoltaica conectada a red que permitirá el ahorro energético del 50 % de la demanda de los habitantes de la urbanización, y un sistema fotovoltaico aislado para fines de operación de la planta, para ello, se han de cumplir varios parámetros en su diseño para así obtener una subvención. Por su parte, también se plantea el diseño de un sistema solar térmico con la finalidad de abastecer la demanda de Agua Caliente Sanitaria ACS y calefacción de los habitantes de la urbanización en un modelo de sistema District Heating, el cual para una mejor distribución se plantea en 5 sistemas independientes. Una vez trazado el diseño de cada uno de los sistemas y sus componentes, se realiza un análisis de las fases de desarrollo, construcción y operación y mantenimiento de los mismos, obteniendo sus valores de DEVEX, CAPEX y OPEX, planteando modalidades de contratación y financiamiento distintas con la finalidad de obtener el valor de su LCOE y así concluir que los proyectos con financiamiento prometen una mejor rentabilidad al obtenerse valores superiores de la TIR PROYECTO con respecto a la WACC ponderada planteada, no obstante siempre será indispensable analizar las condiciones y porcentajes de financiamiento acorde a sus flujos de cada o CASH FLOW proyectados.

PALABRAS CLAVE

CAPEX; DISTRICT HEATING; ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA; ENERGÍA SOLAR TÉRMICA; LCOE; OPEX.

ABSTRACT

In this work, a technical and economic analysis was made for the development of photovoltaic solar energy and solar thermal energy projects, taking advantage of the solar resource available in the city of Quito-Ecuador for the benefit of a specific population called "Urbanización El Manantial", which is proposed with a total of 100 houses and 360 inhabitants. For this purpose, the design of an On-Grid photovoltaic plant has been proposed, which will allow energy savings of 50% of the demand of the inhabitants of the urbanization, and also an Off-Grid photovoltaic system for the operation of the plant, for which several parameters must be met in its design in order to obtain a subsidy. On the other hand, the design of a solar thermal system is also proposed in order to supply the demand of Domestic Hot Water DHW and heating of the inhabitants of the urbanization in a District Heating system model, which for a better distribution is proposed in 5 independent systems. Once the design of each of the systems and their components has been determined, an analysis of the development, construction and operation and maintenance phases of the systems is carried out, obtaining their DEVEX, CAPEX and OPEX values, proposing different contracting and financing modalities with the purpose of obtaining the value of their LCOE, and thus conclude that the projects with financing promise a better profitability by obtaining higher values of the PROJECT IRR compared to the weighted WACC proposed, however, it will always be essential to analyze the conditions and percentages of financing according to their projected cash flows or CASH FLOW.

KEYWORDS

CAPEX; DISTRICT HEATING; LCOE; OPEX; SOLAR PHOTOVOLTAIC ENERGY; SOLAR THERMAL ENERGY.

1. OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene como finalidad desarrollar una propuesta para el aprovechamiento del recurso solar existente en Ecuador, provincia de Pichincha, ciudad de Quito, en beneficio de una población en específico siendo esta la Urbanización “El Manantial”, a través del diseño de una planta fotovoltaica conectada a red, un sistema aislado y un sistema de energía solar térmica.

Dentro del financiamiento del proyecto se considera una subvención, otorgada por el gobierno ecuatoriano, para lo cual la propuesta debe cumplir con parámetros específicos en su diseño.

2. ANTECEDENTES

2.1. Datos generales del proyecto y de la zona donde se ubica el proyecto.

2.1.1. Título del Proyecto.

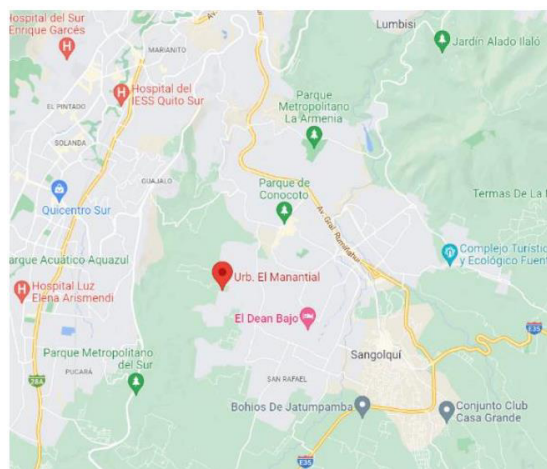
Desarrollo y análisis técnico-económico de una propuesta energética para el aprovechamiento del recurso solar en beneficio de la Urbanización “El Manantial” situada en la ciudad de Quito aplicando energía solar fotovoltaica y solar térmica.

2.1.2. Ubicación geográfica y área de influencia.

2.1.2.1 Ubicación geográfica

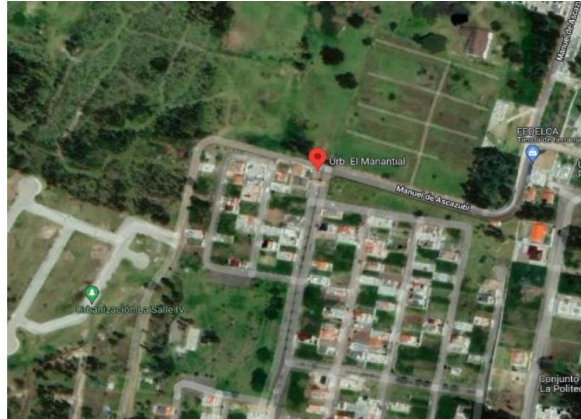
El proyecto será realizado en Ecuador, provincia de Pichincha, ciudad Quito en la urbanización el Manantial.

Figura 1. Ubicación Urbanización El Manantial relieve



Nota. Elaboración propia.

Figura 2. Ubicación Urbanización El Manantial vista Satelital



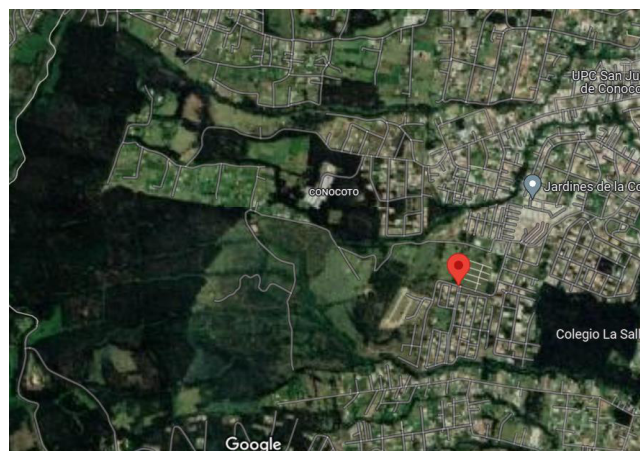
Nota. Elaboración propia.

2.1.3. Caracterización biofísica, de uso actual y climática de la zona.

La urbanización el Manantial se encuentra cercana al parque Metropolitano Sur, lugar que alberga a varias especies vegetales, se han estimado alrededor de 80 especies de flora natural como Orquídeas de tierra, Colca, Sauco, Eucalipto, Pumamaqui, Chilca, Arrayan, Sigse, Chaparrales, Guarango y varias hierbas medicinales. (Quito Informa, 2022)

Es además el hogar de más de 45 especies de aves como el matorralero cabecillado, el Cárcaro, el Colibrí rayito brillante, búhos, el Gavilán espalda roja, el Quinde, el Mirlo, incluso se puede observar animales silvestres como: zorrillos, lobos, conejos y culebras. (Quito Informa, 2022)

Figura 3. Parque Metropolitano Sur



Nota. Elaboración propia.

De acuerdo con el estudio físico-geográfico realizado en de Turubamba, se evidenció una pluviosidad de 1692,5 mm³ en el periodo entre octubre y mayo. (Caisapanta, 2018)

Además, el territorio presenta un período seco desde junio hasta septiembre, con precipitaciones de 339,8 mm³, y temperatura media anual entre 6,4 y 17,3°C, factores que determinan un clima montano semiseco (Ortuño, Pila, Viteri, & Yagchirema, 2011).

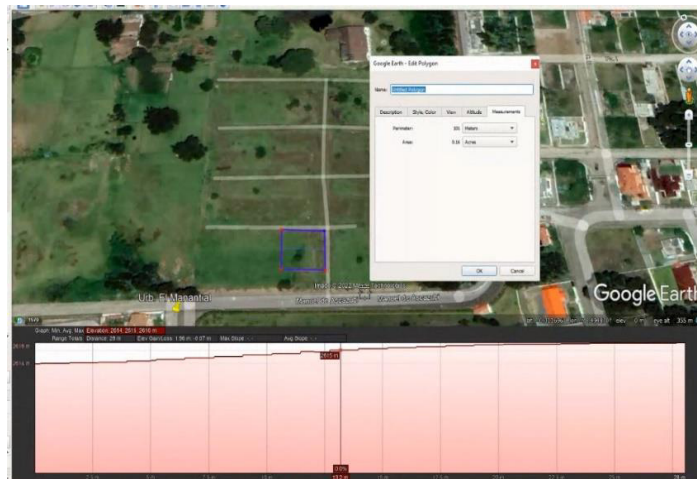
2.1.4. Área/entorno de influencia directa del Proyecto.

El escenario planteado es un grupo de 100 viviendas ubicadas en el barrio residencial Manantial, al sur de Quito.

Para la implementación del proyecto se realizará el alquiler de hectáreas de terreno cercanas a la urbanización, por lo que se plantea un área aproximada de 0.16 ha de terreno junto a la zona residencial. En esta zona se colocarán todas las facilidades necesarias para la implementación el proyecto fotovoltaico.

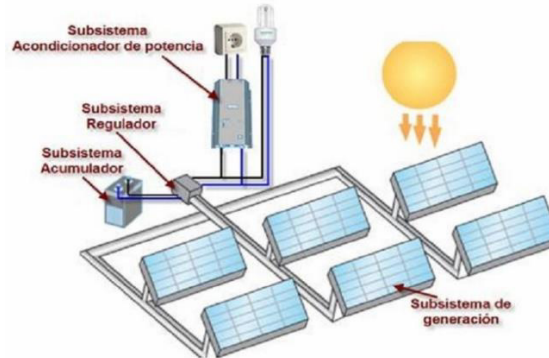
Emplazamiento total de instalación fotovoltaica	
0.16 hectáreas	1600 m ²

Figura 4. Zona para la implementación de paneles fotovoltaicos



Nota. Elaboración propia.

Figura 5. Modelo de Paneles Solares

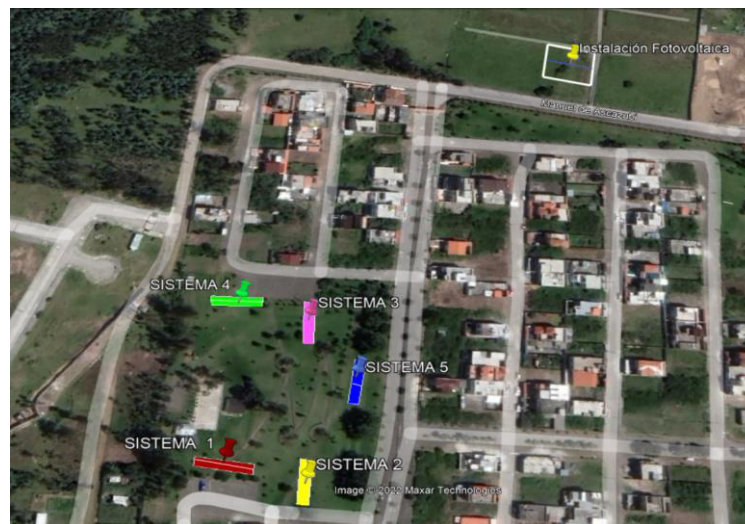


Nota. (Menna, 2022)

2.1.5. Elección justificada de emplazamientos y equipos para instalación solar térmica.

Emplazamiento total de instalación solar térmica que corresponde a la suma de las áreas de los 5 sistemas sectorizados.	
0.07 hectáreas	700 m ²

Figura 6. Ubicación de los paneles solares para planta solar térmica centralizada



Nota. Elaboración propia.

Considerando que el área requerida para el emplazamiento de equipos de la instalación es de 0,08 hectáreas, en el terreno ya localizado para este proyecto se puede apreciar que el emplazamiento elegido se encuentra ubicado junto a la instalación fotovoltaica y además se muestra un terreno estable.

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

En Ecuador, acorde a su marco legal, el sector eléctrico es considerado como estratégico y por tal motivo el Estado se encarga de regular los precios y tarifas del servicio eléctrico.

La urbanización “El Manantial” es la población objetivo del presente proyecto y recibe el suministro de energía eléctrica por medio de la empresa eléctrica pública distribuidora del área de concesión a la que pertenece, sus habitantes poseen un importante interés en el desarrollo de proyectos de ERNC, por tal motivo han analizado la posibilidad de desarrollar una propuesta energética para aprovechamiento del recurso solar del que goza la zona en que se encuentra ubicada.

Por tanto, han planteado la propuesta al gobierno ecuatoriano y solicitado apoyo económico para su desarrollo, el cual ha obtenido una respuesta favorable, pues el gobierno ha mostrado interés en apoyarla a través de financiamiento en modalidad de subvención en un total de USD 125.000,00 (CIENTO VEINTE Y CINCO MIL DÓLARES), no obstante, ha solicitado que dicha propuesta garantice el cumplimiento de varios parámetros:

- Ahorro energético del 50% para los residentes de la Urbanización “El Manantial”.
- Ubicación de la planta fotovoltaica en un radio de máximo 10 km de la población objetivo.
- Ubicación de las instalaciones únicamente en suelo.
- Uso de componentes de tecnología convencional.
- Uso de estructuras de seguimiento solar.
- Contratación femenina en un total del 40% para ejecución de trabajos de la instalación fotovoltaica.
- Elaboración y presentación de documentación que certifique la reducción de emisión de CO2 con el uso de la planta fotovoltaica.

A efectos de realizar un análisis económico de la propuesta, se plantea el modelo de retribución económica por la energía, bajo la modalidad de **Contrato de compra de energía** en donde se ha establecido un valor de USD 0.105 por kWh, y se estima un incremento anual de 1.5% de este valor.

2.1.6. Beneficiarios del Proyecto o Población Objetivo

Los beneficiarios del proyecto son los ciudadanos residentes en la Urbanización “El Manantial”, que conforman un total de 100 viviendas.

2.1.7. Caracterización socioeconómica de la Población Objetivo donde se ubica el proyecto.

En Ecuador, el Instituto Nacional de Estadística y Censo INEC es la entidad responsable de la estadística oficial del país, dentro del desempeño de sus funciones, ha elaborado la Encuesta de Estratificación del Nivel Socioeconómico (INEC, 2022). Esta herramienta ha sido empleada por los autores para obtener una caracterización socioeconómica de la población objetivo en base a una inspección satelital mediante el uso de la herramienta Google Earth, de las viviendas que conforman la Urbanización “El Manantial”, y los servicios a los que sus residentes tienen acceso.

Producto de ello, se ha identificado a la población objetivo como Grupo Socioeconómico B (medio alto).

2.1.8. Entorno energético eléctrico actual en la zona de la Población Objetivo.

La urbanización “El Manantial”, se encuentra formada por un total de 100 viviendas, las mismas que actualmente presentan un consumo energético como se detalla en la Tabla 1.

Tabla 1. Consumo energético eléctrico actual de la Urbanización "El Manantial"

Consumo energético actual de la Urbanización "El Manantial"					
N. de habitantes en la vivienda	N. de viviendas	Consumo medio anual por vivienda [kWh]	Consumo medio anual global [kWh]	Consumo medio mensual global [kWh]	Consumo medio diario global [kWh]
2	15	3500	52500	4375	145.83
3	30	4500	135000	11250	375
4	35	6000	210000	17500	583.33
5	20	8000	160000	13333.33	444.44
Total Situación Actual			557500	46458.33	1548.6

Nota. Elaboración propia.

La presente propuesta plantea el dimensionamiento de una planta fotovoltaica con los elementos y características necesarias de modo que exista un porcentaje de ahorro energético para la Urbanización “El Manantial” del 50% de su consumo energético actual.

Por tanto, se determina la energía que la planta fotovoltaica deberá aportar a la red eléctrica conforme se detalla en la Tabla 2.

Tabla 2. Energía a entregar a la red por parte de la instalación fotovoltaica en función del porcentaje de ahorro medio determinado de la comunidad de la Urbanización "El Manantial"

Energía a entregar a la red por parte de la instalación fotovoltaica en función del porcentaje de ahorro medio determinado de la comunidad de la Urbanización "El Manantial"			
Porcentaje de ahorro energético medio de la comunidad	Energía media anual global [kWh]	Energía mensual [kWh]	Energía diaria [kWh]
50%	278750	23229.17	774.3

Nota. Elaboración propia.

Para efectos de elección de los materiales principales de la planta fotovoltaica y su dimensionamiento, se considera una vida útil de la planta fotovoltaica de 30 años.

2.1.9. Entorno energético térmico actual en la zona de la Población Objetivo.

En base a los datos de la Urbanización "El Manantial", se toma el total de sus habitantes y el área total equivalente a las 100 viviendas, para el desarrollo de la propuesta solar térmica en una instalación centralizada para abastecimiento de Agua Caliente Sanitaria ACS y calefacción, como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Entorno energético térmico actual de la Urbanización "El Manantial"

Entorno energético térmico actual de la Urbanización "El Manantial"				
N. de habitantes en la vivienda	Área de la vivienda	N. de viviendas	N. total de habitantes	Área total [m2]
2	50	15	30	750
3	70	30	90	2100
4	90	35	140	3150
5	110	20	100	2200
Total		100	360	8200

Nota. Elaboración propia.

Para efectos de diseño de la instalación solar térmica centralizada, se considerará una demanda de **50 L/persona/día**, acorde a la Normativa *Sistemas De Calentamiento De Agua Con Energía Solar Para Uso Sanitario En El Ecuador*.

3. OBJETIVOS DEL PROYECTO

3.1. Objetivo general.

- Desarrollar una propuesta energética y su análisis técnico-económico para el aprovechamiento del recurso solar en beneficio de la Urbanización “El Manantial” situada en la ciudad de Quito aplicando energía solar fotovoltaica y solar térmica.

3.2. Objetivos específicos.

- Diseñar una planta fotovoltaica conectada a red que garantice las condiciones de diseño requeridas para la obtención de una subvención otorgada por el gobierno ecuatoriano.
- Diseñar un sistema fotovoltaico aislado para el abastecimiento de energía a una caseta de obra y posterior gestión de la planta fotovoltaica conectada a red.
- Realizar un análisis de rentabilidad básico de la planta fotovoltaica.
- Diseñar un sistema solar térmico centralizado para cubrir la demanda de Agua Caliente Sanitaria ACS y calefacción del Conjunto “El Manantial”.
- Realizar un análisis de rentabilidad básico de la planta solar térmica.
- Realizar un estudio comparativo de generación eléctrica mediante tecnología solar termoeléctrica versus solar fotovoltaica.
- Realizar un análisis de sensibilidad al obtener los valores de TIR, VAN, WACC y PAYBACK de los proyectos de energía solar fotovoltaica y solar térmica.
- Determinar el LCOE de los proyectos de energía solar fotovoltaica y solar térmica.

4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

4.1. Descripción de las energías renovables incluidas en el Proyecto.

4.1.1. Energía solar.

En primer lugar, es importante señalar que la principal fuente de vida y energía para el planeta y sistema solar es el sol. Este tipo de energía es considerada la fuente principal de generación de muchos tipos de energías renovables, como por ejemplo la biomasa, la hidroeléctrica, la fotovoltaica y la solar térmica, entre otras. (González, 2017)

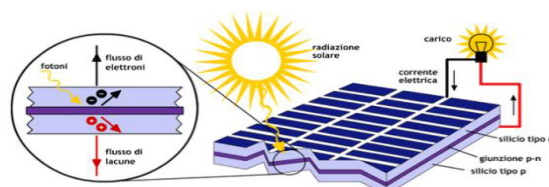
4.1.2. Energía solar térmica.

Conocida también como termo solar, en donde la radiación del sol aprovecha esta energía limpia para poder calentar agua y que sirva como calefacción o generación de energía, adicionalmente las conocidas plantas termos solares aprovechan al máximo la radiación por medio del vapor de agua para que a través energía mecánica se genere energía eléctrica. Este tipo de energía utiliza colectores a través de ellos y que a su vez es el encargado de producir el aumento de temperatura de un fluido que se quiera calentar, ya sea agua para uso doméstico, agua para calefacción o para la producción de vapor de agua para producir electricidad. (González, 2017).

4.1.3. Energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica es el fenómeno físico en donde la radiación solar se convierte en corriente eléctrica, a través del elemento principal conocido como célula fotovoltaica. La luz solar al pasar por el material semiconductor (silicio), los fotones generan la cantidad necesaria de energía para que los electrones de valencia rompan los enlaces quedando libres y generando de esta manera el efecto de corriente eléctrica. En la Figura 7 se observa el funcionamiento de una celda fotovoltaica. (Telecomunicación, 2002).

Figura 7. Principio de funcionamiento de una celda fotovoltaica



Nota. (MRWATT, 2022)

Ventajas que ofrece la energía solar fotovoltaica:

- Energía amigable con el ambiente.
- Recurso sin valor.
- Mantenimiento de bajo costo.
- Facilidad en la ampliación de instalaciones.
- Alta disponibilidad.
- Instalación de autoconsumo o de vertido a la red.
- Ubicación a nivel de techo o piso.

Radiación solar.

Cuando nos referimos a radiación solar se debe siempre considerar ondas electromagnéticas que llegan a la tierra, éstas se movilizan en cualquier dirección por a través del espacio exterior, sin necesidad de algún tipo de transporte. (Guerrero, 2017)

La energía contenida en los rayos del sol se puede calcular a partir de la fórmula de Planck:

$$E = h \cdot f \quad (1)$$

En donde:

E es la radiación (J).

H se corresponde con la constante de Planck, que tiene un valor de: 6.625×10^{-34} Js.

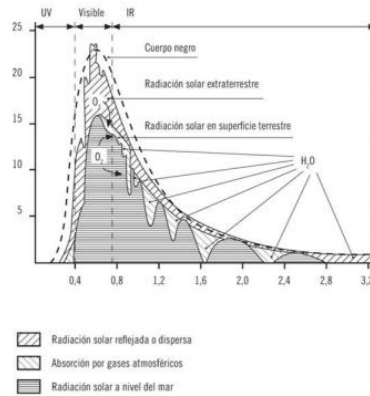
F se trata de la frecuencia de las ondas de luz (s^{-1}).

Con la fórmula (1), se deduce la cantidad de energía que poseen las diferentes radiaciones como por ejemplo los rayos gamma con mayor potencial que los rayos infrarrojos. Esto se interpreta en que existen radiaciones que no son capaces de traspasar la capa atmosférica terrestre, mientras que otras (como por ejemplo los rayos X) pueden traspasar los tejidos. (Guerrero, 2017)

La radiación solar al atravesar la atmósfera sufre un debilitamiento causado por los efectos de reflexión, difusión y absorción. La mayor cantidad de energía llega a la superficie, aproximadamente las tres cuartas partes de la energía originaria del exterior, mientras que una menor cantidad es absorbida por la atmósfera, esto sucede en un día despejado con condiciones óptimas de claridad y con el sol perpendicular a la tierra. (Guerrero, 2017)

En la Figura 8, se muestran las distintas trayectorias de la radiación al atravesar la atmósfera, como por ejemplo las que cruzan las nubes convirtiéndose en radiación dispersa.

Figura 8. Trayectorias de la radiación al atravesar la atmósfera

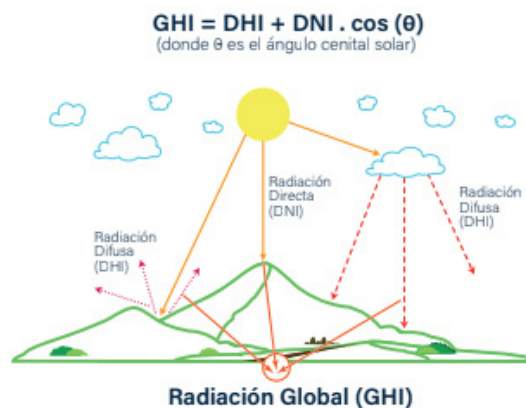


Nota. (Guerrero, 2017)

Componentes de la radiación solar según como llegue la luz solar a la superficie de la tierra, se puede clasificar la radiación en tres diferentes tipos: radiación directa, radiación difusa o dispersa y albedo. (González, 2017)

- Radiación directa: es la radiación que atraviesa la atmósfera sin interacción con ella, la cual está formada por los rayos que provienen directamente del sol sin ser dispersados. (Guerrero, 2017)
- Radiación difusa: es aquella que es redireccionada por efecto de la atmósfera o reflejada en la superficie horizontal. (Guerrero, 2017)
- Radiación global: es aquella que resulta de la suma de las dos anteriores. (Vaca, 2019)
- Radiación del albedo: proviene del suelo, ocasionada por la reflexión en la superficie de un cuerpo como edificaciones, montañas, etc. (Guerrero, 2017)

Figura 9. Componentes de la radiación solar



Nota. (Vaca, 2019)

Es importante tener en cuenta que se conoce la radiación solar como irradiación, sin embargo, aquí se la definirá de la siguiente manera:

- **Irradiación:** es la energía por unidad de un plano en el transcurso del tiempo. Posee la unidad de medida $\frac{J}{m^2}$ o también se expresa en $\frac{Wh}{m^2}$ o $\frac{kWh}{m^2}$. (Solar, 2020)
- **Irradiancia:** Es la magnitud empleada para representar la potencia incidente por unidad de área de la radiación electromagnética. Su unidad de medida es $\frac{kW}{m^2}$ (kilovatio por metro cuadrado). (Solar, 2020)

4.2. Propuesta de desarrollo energético fotovoltaico.

4.2.1. Contexto teórico de la propuesta.

4.2.1.1. Energía solar para la obtención de electricidad.

Se lo conoce como efecto fotovoltaico a la producción de energía eléctrica utilizando la energía proveniente del sol. Para 1983, el físico Antoine Becquerel puso en práctica por primera vez este fenómeno. Para conseguir este efecto, se necesitan las denominadas células fotovoltaicas, son estas que absorben los rayos solares y generan energía eléctrica. (Puig & Jofra, 2007)

Transcurría el año de mil ochocientos setenta, cuando el catedrático W. Grylls Adams, junto con su alumno, R. Evans Day, distinguieron el resultado de aplicar la luz sobre el selenio, generando así un flujo de electricidad que luego se conocería como fotoeléctrica. Posteriormente, en 1885 Charles Fritts creó un módulo fotoeléctrico al colocar un manto de selenio sobre una base férrea y revistiéndola con una delgada capa cristalina de oro. Fritts remitió estos módulos solares a Werner von Siemens, el cual se encargó de presentar los módulos americanos, delante de la Real Academia de Prusia, explicando que por primera vez se puede dar la transformación directa de la energía de la luz en energía eléctrica. (Puig & Jofra, 2007)

De igual forma, Flores et al. (2015) explican que R.S. Olh, describe por primera vez la célula fotovoltaica de silicio en el año mil novecientos cuarenta y uno. Sin embargo, es hasta después de la siguiente década, cuando se comienza a elaborar los primeros dispositivos fotovoltaicos. Se dieron distintas investigaciones que conllevaron a que se dejara a un lado el selenio y se iniciara con la utilización del silicio como un material base para las células.

Según (Puig & Jofra, 2007), en los *Bell Laboratories*, a inicios de los años 50, Fuller y Pearson se dedicaban a buscar la materialización de la teoría del transistor, elaborado basado en el silicio. Al mismo tiempo, cuando Fuller y Pearson se dedicaban a mejorar los transistores, por otro lado, estaba Darryl Chapin, quien para mil novecientos cincuenta y tres inicia estudios en primer lugar con selenio y posteriormente con silicio, alcanzando eficiencias del 2,3%. Los resultados del estudio realizado por Chapin, teóricamente deducían que las células de silicio

tenían la posibilidad de llegar a alcanzar una eficacia del 23%, pero llevándolo a la práctica, el científico logró obtener una célula con un seis por ciento de eficacia.

Para ese entonces la batería solar Bell fue presentada el 25 de abril por ejecutivos de Bell, descubriendo un módulo de células fotovoltaicas que sustentaban una noria muy pequeña, conocida actualmente como la noria más grande del muelle de Santa Mónica en el estado de California, la cual se encuentra sustentada por un sistema fotovoltaico de 50 kWp. El día siguiente, en la Academia Nacional de Ciencias Americana, los estudiosos del *Bell Laboratories* mostraron los resultados de los estudios realizados con los paneles fotovoltaicos y pusieron en funcionamiento un radio transmisor por medio de energía solar, lo cual se transformó en voz y música a la famosa reunión. Esto fue titulado por medios de comunicación indicando lo siguiente: “las células solares de Bell suministran energía a partir del sol en una cantidad de 60 W/m², mientras que la célula atómica, últimamente anunciada por RCA, provee una millonésima de Vatio. (Puig & Jofra, 2007)

En el parque industrial se dio la inserción de paneles fotovoltaicos, antes que nada, se manejó para abastecer medios telefónicos en sitios rurales de Georgia, por parte de Wagner Electric. En 1955, la *National Fabricated Products* otorga la licencia para la producción de células solares a *Western Electric*, para probar el progreso de su eficacia. La empresa californiana *Hoffman Electronics* fue la primera en 1956 en introducir las células en campos de aplicación específicos, sustento de zonas remotas apartadas de la red eléctrica. (Puig & Jofra, 2007).

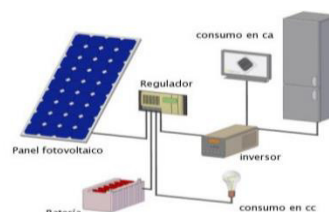
4.2.1.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos.

Los tipos de sistemas que aprovechan la energía solar a través del efecto fotovoltaico son dos: sistema aislado y el sistema conectado a la red, cuya principal diferencia radica en si se encuentran o no conectados a una red de distribución eléctrica.

4.2.1.3. Sistema aislado.

Un sistema fotovoltaico aislado es aquel que genera electricidad de forma autónoma, fuera de la red de distribución, se complementan con el uso de baterías como sistema de acumulación y respaldo cubriendo la demanda de electricidad en los puntos de consumo, como se aprecia en la Figura 10.

Figura 10. Sistema aislado

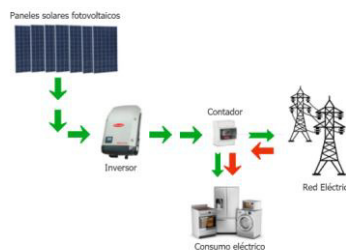


Nota. (Quiroga, 2012)

4.2.1.4. Sistema conectado a la red.

Este tipo de sistemas generalmente está conformado de uno o varios paneles solares para la generación de energía, luego la energía generada para el inversor a la red de eléctrica distribuida por medio de medidores bidireccionales. En la Figura 11 se observa un sistema conectado a la red.

Figura 11. Instalación solar fotovoltaica conectada a red con vertido cero



Nota. (Renovables, 2019)

En general los componentes básicos de una instalación fotovoltaica son:

- Inversor
- Sistema de baterías de acumulación
- Regulador de carga
- Generador fotovoltaico

4.2.1.5. El Panel Fotovoltaico.

Estos módulos se componen de un grupo de celdas que generan energía partiendo de la luz que incide sobre estos. La medida generalizada para catalogar su potencia se distingue como potencia pico, y se atañe con la potencia máxima que el módulo es capaz de suministrar bajo unas condiciones estándar. (Madero Zuluaga, 2017)

Que son:

- La Radiación de 1000W/m.
- Temperatura de célula de 25° C (no temperatura ambiente).

4.2.1.6. Tipos de células fotovoltaicas

Monocristalinas: Una célula de silicio, con un valor alrededor del 23%, es considerada por la física cuántica, como eficacia máxima hipotética. En los procesos industrializados, se fabrican células comerciales, con niveles de eficacia distribuidos entre el 13% y el 20%. A pesar de que en su fabricación consume más energía y tiempo con respecto a las células policristalinas, se consideran las más eficientes. (Madero Zuluaga, 2017)

Policristalinas: La variación que tienen este tipo de células, respecto a su rendimiento, oscila entre el quince y el dieciocho por ciento. El baño anti reflectante produce en las células de silicio policristalinas, un color azulado. (Madero Zuluaga, 2017)

Figura 12. Células monocristalinas, Células policristalinas



Nota. (Energías renovables, 2022)

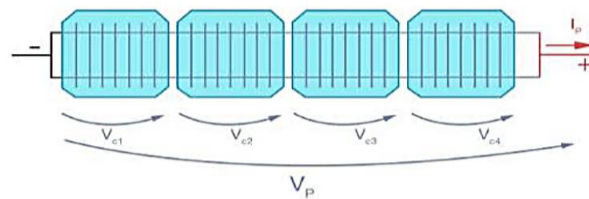
4.2.1.7. Agrupación de las células fotovoltaicas.

Esta agrupación se efectúa con la finalidad de aumentar la tensión de trabajo o la corriente que se deriva de la célula fotovoltaica, en virtud de que la mayor cantidad de aplicaciones en las que se utiliza la energía solar, no tiene efectos en las tensiones ni las potencias de una célula (Jihad, 2014).

Agrupación en serie.

A través de la agrupación serie, se persigue agrandar el voltaje de trabajo de la célula fotovoltaica, en tanto que la corriente que circula por las células es la misma, conectándose el polo negativo de la célula fotovoltaica con el positivo de la que continua. (Madero Zuluaga, 2017)

Figura 13. Agrupación en serie de células fotovoltaicas



Nota. (Madero Zuluaga, 2017)

Igualdad que indica cómo se comporta la corriente de la agrupación en serie:

$$I_p = I_{c1} = I_{c2} = I_{c3} = I_{c4} \quad (2)$$

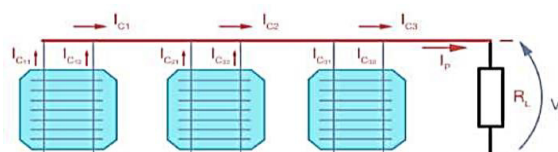
Igualdad que indica cómo se comporta la tensión de la agrupación en serie:

$$V_p = V_{c1} + V_{c2} + V_{c3} + V_{c4} \quad (3)$$

Agrupación en paralelo.

Si la unión de las células se lleva a cabo en paralelo, entonces la corriente del módulo se eleva al unirse la corriente que generan las células fotovoltaicas por separado, en tanto que la tensión se mantiene para todas. (Madero Zuluaga, 2017)

Figura 14. Agrupación en paralelo de células fotovoltaicas



Nota. (Madero Zuluaga, 2017)

Igualdad que indica cómo se comporta el voltaje de la agrupación en paralelo:

$$V_p = V_{c1} = V_{c2} = V_{c3} = V_{c4} \quad (4)$$

Igualdad que indica cómo se comporta la corriente de la agrupación en paralelo:

$$I_p = I_{c1} + I_{c2} + I_{c3} + I_{c4} \quad (5)$$

Condiciones estándar de medición (STC). Esto se puede lograr por medio de datos característicos que, junto con el módulo, son proporcionados por el fabricante. Tales datos, se conforma por valores de ciertos parámetros, medidos en condiciones estándar que son Irradiancia G 1000W/m y Temperatura de célula = 25°C. (Madero Zuluaga, 2017)

Los parámetros que detallan el comportamiento de un panel solar son:

Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Se refiere a la intensidad mayor que se puede extraer de un panel fotovoltaico en condiciones de operación estándar, o la medida entre bornes de un panel fotovoltaico con resistencia nula, por lo que la diferencia de potencial estará nula siempre. (Madero Zuluaga, 2017)

Voltaje a circuito abierto (V_{oc}): Está relacionado con el valor máximo de voltaje, que se puede conseguir sin corriente entre bornes de un panel fotovoltaico. (Madero Zuluaga, 2017)

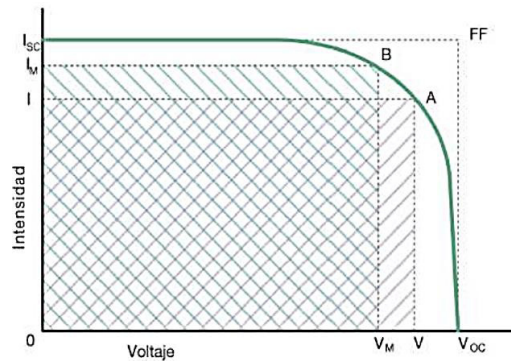
Corriente (I) a través de un determinado voltaje (V): La corriente eléctrica causada por un voltaje V por medio del circuito exterior que acopla los bornes del panel fotovoltaico, y que posee una resistencia R. (Madero Zuluaga, 2017)

Potencia máxima (P_M): El panel fotovoltaico trabaja en condiciones de potencia máxima cuando la resistencia del circuito externo sea de un valor de modo que se obtenga I1 y V1 para que su multiplicación sea máxima. (Madero Zuluaga, 2017)

Eficiencia total del panel: Es la división entre la potencia eléctrica producida y la potencia de la radiación que incide en el panel. (Madero Zuluaga, 2017)

Factor de forma (FF): Es una definición teórica para medir la representación de la curva de las variables I y V, con la mayor potencia del compartimiento del panel fotovoltaico. (Madero Zuluaga, 2017)

Figura 15. Curva I-V de un panel fotovoltaico



Nota. (Madero Zuluaga, 2017)

4.2.1.8. Inversores Fotovoltaicos.

Los inversores fotovoltaicos son elementos de electrónica de potencia encargados de convertir en corriente alterna la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos. Según el tipo de sistema sea conectado a red o autónomo se encontrará la conexión de los inversores, de modo que si se trata de un sistema conectado a la red eléctrica, el inversor estará conectado directamente al generador fotovoltaico, mientras que si se trata de un sistema autónomo, habitualmente el inversor se encuentra conectado a una batería. (Abella, 2002)

La función del inversor es por tanto, la modulación de la onda de corriente alterna AC y regulación del valor eficaz del voltaje de salida. Los inversores comercialmente disponibles se pueden encontrar tanto monofásicos como trifásicos, con diferentes voltajes nominales de entrada y un rango muy amplio de potencias disponibles. (Abella, 2002)

A nivel de mercado se pueden encontrar varios fabricantes, entre ellos FRONIUS, SUNGROW, SMA, ABB y demás marcas de larga trayectoria en el sector energético.

4.2.1.9. Baterías

Son utilizadas como medio de almacenamiento energético para abastecimiento cuando la generación eléctrica no se encuentra disponible como por ejemplo en horas de la noche. Como resulta lógico, son el “alma” de los sistemas autónomos para su funcionamiento y no es habitual encontrarlas en sistemas conectados a red. (Abella, 2002)

Existe una gran variedad de tipos de baterías en el mercado como de Plomo-Ácido, Plomo-Calcio, Plomo-Antimonio, Níquel-Cadmio e Ión-Litio. (Abella, 2002)

En los últimos años, la tecnología de Ión-Litio se ha convertido en una de las mejores alternativas para acumulación de energía, aunque son las más costosas, son las que mayor beneficio entregan, considerando características como que ocupan hasta un 70% menos de espacio, son

más livianas, de carga rápida y no requieren mantenimientos durante su vida útil que es aproximadamente de 10 años. (El Confidencial, 2022)

Conexión de baterías.

Habitualmente una batería se encuentra formada por elementos de 2 Voltios que se conectan en serie para así proporcionar un voltaje de trabajo de 12 Voltios, 24 Voltios o 48 Voltios, según sea el requerimiento del sistema. Por su parte la capacidad dada en Amperios-hora de un grupo de baterías que se conectan en serie, es igual a la capacidad de cada uno de sus elementos. Para determinar la capacidad necesaria de las baterías en un sistema fotovoltaico, se lo realiza acorde al consumo y números de autonomía que se requieran y debe guardar relación con la generación del sistema, por lo que un exceso de capacidad de almacenamiento con respecto a la capacidad de generación provocará dificultades al momento de cargarla completamente, mientras que si ocurre lo contrario las consecuencias pueden resultar en falta de abastecimiento de energía cuando exista una baja generación. (Abella, 2002)

Parámetros para comparación de baterías para sistemas fotovoltaicos.

Es importante a la hora de seleccionar una batería, tener claro los parámetros que se deben observar, entre ellos a continuación se presentan los principales en la Tabla 4. (Cambio energético, 2022)

Tabla 4. Parámetros para comparación de baterías para sistemas fotovoltaicos

N.	PARÁMETRO
1	Capacidad útil de la batería
2	Potencia
3	Eficiencia de ida y vuelta
4	Tamaño y peso
5	Escalabilidad
6	Aplicaciones Backup y Off-Grid
7	Nivel de Protección
8	Garantía
9	Compatibilidad con inversores
10	Precio

Nota. Cambio energético (2022)

4.2.1.10. Capacidad de la batería.

Se define como el producto de la corriente y el tiempo, se lo expresa por lo general en amperios hora (Ah), es una medida que expresa la cantidad de electricidad que se puede suministrar. La capacidad dependerá del tipo de construcción y tecnología de la batería. (Abella, 2002)

Como un ejemplo de lo señalado, se puede indicar que una batería de 100Ah que tenga una capacidad nominal, podrá abastecer 100 A en el transcurso de una hora; 50 A en el transcurso de dos horas y 25h en el transcurso de cuatro horas. (Insa, 2014)

Cuando se requiere determinado método de descarga, la capacidad podrá depender de diversos elementos de creación y operacionales. El método de descarga incide en la capacidad; cuando se descarga una batería, en paralelo y de forma lenta se adquiere una capacidad alta que cuando se efectúan elevados regímenes de corrientes. (Insa, 2014)

Hay que tomar en cuenta que la capacidad no es un valor constante, cada batería puede disminuir su capacidad con el paso del tiempo y perder los parámetros de fábrica. Entre los factores principales se encuentran sobrecargas, número de ciclos de carga y descarga, temperatura y rango de funcionamiento. (Abella, 2002)

La manera de calcular la energía almacenada es mediante la multiplicación de la intensidad de corriente que recorre la batería por su tensión o voltaje.

4.2.1.11. Reguladores fotovoltaicos.

Se encargan de mantener la tensión de salida continua, siendo variable la tensión de entrada; los reguladores cuyo ingreso y salida es corriente continua se denominan DC DC. Siendo esta tipología la que se maneja para regular la tensión con la que se sustentan las baterías desde los módulos fotovoltaicos, por tanto la función principal de un regulador fotovoltaico es controlar el flujo de energía que circula entre dos elementos, debido al control de parámetros de voltaje e intensidad durante un rango de tiempo de etapa. (Velázquez Martí, 2021)

Existen dos grupos de reguladores DC DC, reguladores de Modulación de Ancho de Pulso que trabajan con voltajes medios de entrada mediante la instalación de una placa (PWM), y los de Adaptación al Punto de Máxima Potencia (MPPT) que trabajan buscando el punto de máxima potencia. (Velázquez Martí, 2021)

Los criterios de selección del regulador en una instalación fotovoltaica son: Tensión de fuente o tensión de entrada, intensidad nominal, potencia máxima a la entrada y eficiencia. (Velázquez Martí, 2021)

4.2.1.12. Energía solar en el Ecuador.

En el año 2008 el CONELEC Concejo Nacional de Electricidad publica el Atlas solar del Ecuador para la generación eléctrica. Para lo cual se utilizaron aproximaciones satelitales de irradiación solar obtenidas de la base de datos del Laboratorio de Energías Renovables (NREL) de los Estados Unidos.

El mapa solar del Ecuador propuesto por el NREL fue comparado con mediciones de irradiación solar de estaciones meteorológicas propiedad del Ministerio de Medio Ambiente del Distrito

Metropolitano de Quito (DMQ), el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) y el Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE). (Vaca, 2019)

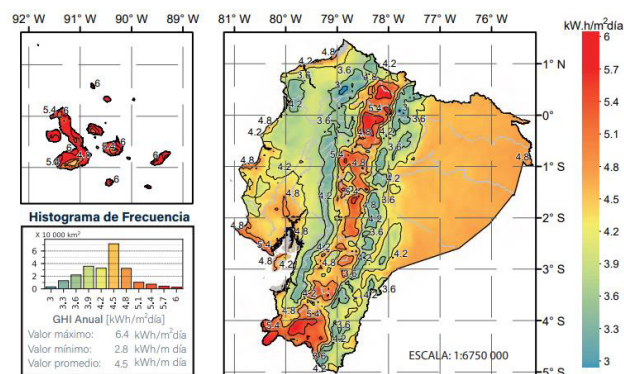
4.2.1.13. Recurso Solar en el Ecuador.

El recurso solar en el Ecuador durante la mayor parte del año es casi constante debido a que su ubicación geográfica se encuentra sobre la línea ecuatorial, lo que permite que los niveles de radiación solar en Ecuador son elevados y por lo tanto sea factible el desarrollo y construcción de proyectos solares fotovoltaicos y térmicos.

La radiación solar incide en aproximadamente el 75% de todo el Ecuador, variando anualmente desde 2.9 kWh/m² día a 6.3 kWh/m² día.

En base a los mapas solares mensuales del Ecuador se ha establecido el valor promedio de radiación en los 4.425 kWh/m² día. (Vaca, 2019)

Figura 16. Irradiación solar global horizontal anual



Nota. (Vaca, 2019)

4.2.1.14. Marco Regulatorio.

En el marco regulatorio se pretende analizar los aspectos normativos, técnicos y comerciales que impulsan el desarrollo de normativa referente a generación distribuida, promoviendo la implementación de tecnologías que sean amigables con el medio ambiente y de energías renovables que no contaminan y son de disminuido impacto.

4.2.1.15. Reglamento General a la LOSPEE.

El Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica LOSPEE, fue publicado a través del Decreto Ejecutivo No. 355 de 15 de agosto de 2019. (ARCERNNR, 2019)

Y de este reglamento se extraen los siguientes artículos:

- En el artículo 3 se define a la Generación Distribuida como pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo y conectadas a la red de la distribuidora. (ARCERNNR, 2019)
- En el artículo 15 literal d) se establece que las distribuidoras dentro sus planes de expansión podrán identificar proyectos de generación distribuida que permitan mejorar las condiciones de confiabilidad y calidad del suministro eléctrico. (Salazar, 2020)

4.2.1.16. Regulación Nro. ARCERNNR 001/21.

El Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables ARCERNNR, tomando en cuenta los siguientes artículos:

Que, el artículo 26 de la LOSPEE establece que el Ministerio Rector promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía; y, que la electricidad producida con este tipo de energías contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por la ARCERNNR;

Que, los artículos 74 y 75 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establecen que las políticas y normas para la eficiencia energética adoptadas por parte del Ministerio Rector deben promover valores y conductas orientados al empleo racional de los recursos energéticos, priorizando el uso de energías renovables;

Que, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, publicado en el Suplemento del Registro Oficial Nro. 351 de 29 de diciembre de 2010, en el Libro VI, Sostenibilidad de la Producción y Regulación con su Ecosistema, los artículos 233, 234, 235 y 236 establecen disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia;

Que, el Código Orgánico del Ambiente, publicado en el Registro Oficial Suplemento 983 de 12 de abril de 2017, en su artículo 5 establece que 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”;

Que el artículo 245, numeral 3), del Código Orgánico del Ambiente dispone que todas las instituciones del Estado y las personas naturales o jurídicas están obligadas, según corresponda, a fomentar y propender a la optimización y eficiencia energética, al igual que el aprovechamiento de la energía renovable;

Que el Directorio de ARCONEL, con Resolución Nro. ARCONEL-057/18 adoptada en sesión de 28 de diciembre de 2018, resolvió reformar el nombre de la Regulación Nro. ARCONEL- 003/18, en los siguientes términos: «Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica», y la disposición transitoria primera: que dispone que «Hasta que se emita la regulación sobre generación distribuida, las condiciones establecidas en esta regulación para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas fotovoltaicos de hasta 100 kW de capacidad nominal, serán aplicables para consumidores residenciales que tengan interés en instalar sistemas fotovoltaicos de hasta 300 KW de capacidad nominal instalada; y, de menos de 1000 kW, para consumidores comerciales o industriales.» (ARCERNNR, 2022)

Resuelven expedir la Resolución **ARCERNNR 001/21** “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”. La cual tiene como objetivo principal establecer las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados. (RENOVABLES, 2021)

Esta Regulación es aplicable para los consumidores regulados que instalen y operen sistemas de generación distribuida para su autoabastecimiento, sincronizadas a la red de distribución y para las Empresas Eléctricas Distribuidoras. (RENOVABLES, 2021)

4.2.2. Descripción metodológica para la implementación de la propuesta.

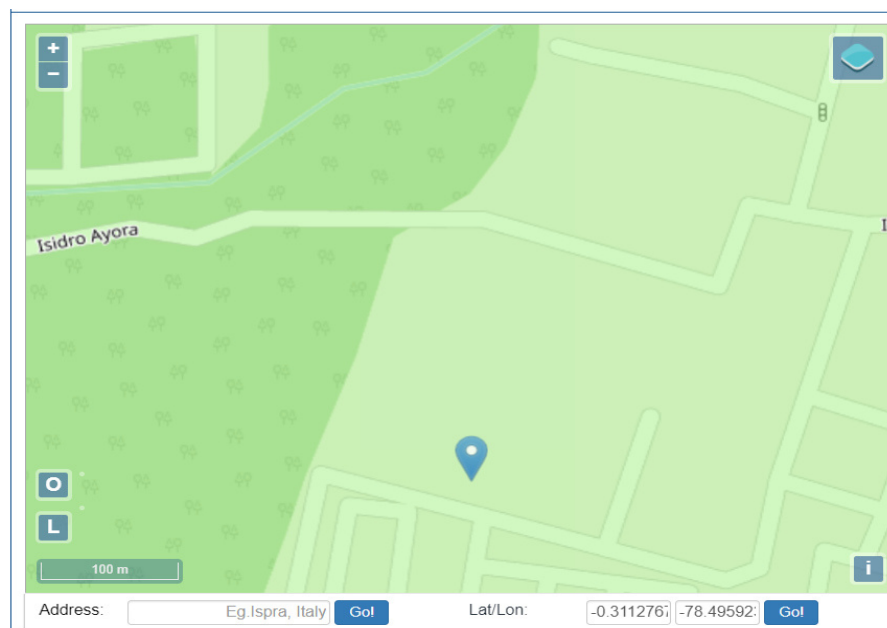
El presente proyecto fundamenta su desarrollo en la implementación de una propuesta energética aplicada a una población situada en la ciudad de Quito, para lo cual se han tomado bases de datos de recurso solar disponibles en herramientas de software apropiadas, el contexto energético se encuentra planteado con datos de consumos, condiciones de diseño y costos de implementación referenciales, de modo que al realizar la propuesta se apliquen los conocimientos correspondientes a energía solar fotovoltaica y solar térmica impartidos en este programa de Máster.

4.2.3. Situación energética actual del sitio de la propuesta.

4.2.3.1. Determinación de la producción de energía anual de la propuesta.

Haciendo uso del software PVGIS, se ha obtenido la producción de energía anual estimada de la planta, considerando un 8% de pérdidas, como se puede apreciar a continuación en las Figuras 17,18 y 19.

Figura 17. Ubicación de punto de interés en PVGIS



Nota. Elaboración propia.

Figura 18. Carga de Datos en PVGIS

Cursor:

Selected: -0.311, -78.496

Elevation (m): 2617

PVGIS ver. 5.2

Use terrain shadows:

Calculated horizon

Upload horizon file

[Switch to version 5.1](#)

[↓ csv](#) [↓ json](#)

Seleccionar archivo Ninguno ...hivo selec.

GRID CONNECTED

TRACKING PV

OFF-GRID

MONTHLY DATA

DAILY DATA

HOURLY DATA

TMY

PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV
?

Solar radiation database* PVGIS-NSRDB

PV technology* Crystalline silicon

Installed peak PV power [kWp]*

System loss [%]*

Fixed mounting options

Mounting position* Free-standing

Slope [°]* Optimize slope

Azimuth [°]* Optimize slope and azimuth

PV electricity price

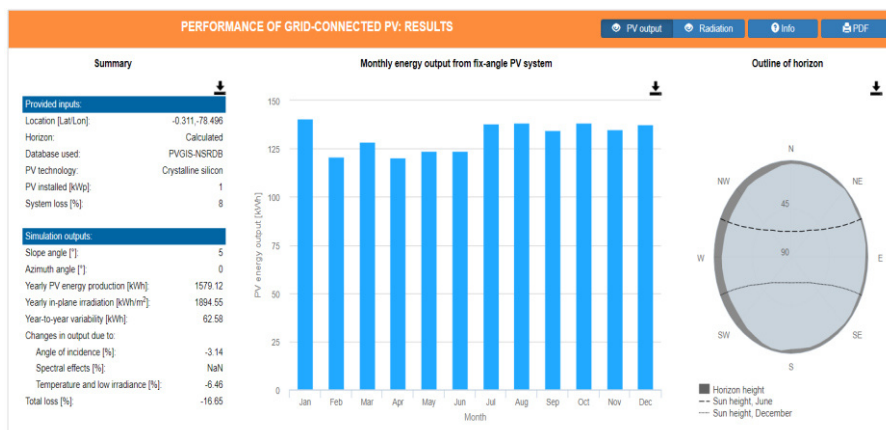
PV system cost (your currency)

Interest [%/year]

Lifetime [years]

Nota. Elaboración propia.

Figura 19. Resultados PVGIS



4.2.4. Diseño técnico de la propuesta para garantizar las condiciones de la subvención

4.2.4.1. Cálculo de la potencia instalada de la planta fotovoltaica.

Para obtener el cálculo de la potencia instalada se ha realizado considerando los valores obtenidos en el inciso 4.2.3. y se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Obtención de la potencia instalada de la planta fotovoltaica considerando estructuras fijas

Obtención de la potencia instalada de la planta fotovoltaica considerando estructuras fijas.			
Datos	Cantidad	Unidad	Observación
Energía anual que la planta debe cubrir conforme las condiciones de la propuesta.	278750	kWh	Valor obtenido en inciso 2.1.8. en función del entorno energético actual y el porcentaje de ahorro que la propuesta debe garantizar.
Producción de energía anual obtenida mediante PVGIS	1579.12	kWh/kWp	Considerado un porcentaje de pérdidas normales del 8%.
Potencial eléctrico fotovoltaico del emplazamiento de la propuesta según mapa solar obtenido de SOLARGIS.	1577.70	kWh/kWp	A partir del valor obtenido en el inciso 4.2.3. de 1753 kWh/kWp. Se considera un porcentaje de pérdidas normales del 10%
Potencia instalada de la planta considerando la producción de energía anual obtenida mediante PVGIS.	176.52	kWp	Obtenido al dividir: Energía anual planta/Producción anual PVGIS/1kWp
Potencia instalada de la planta considerando el potencial eléctrico fotovoltaico del emplazamiento de la propuesta según mapa solar obtenido de SOLARGIS.	176.68	kWp	Obtenido al dividir: Energía anual planta/Potencial eléctrico fotovoltaico SOLARGIS
Potencia instalada de la planta fotovoltaica	177.00	kWp	Valor redondeado

Nota. Elaboración propia.

No obstante, al contar la propuesta con seguidores solares, se ha recalculado la potencia instalada conforme se detalla en la Tabla 6.

Tabla 6. Obtención de la potencia instalada de la planta fotovoltaica considerando la utilización de seguidores solares

Obtención de la potencia instalada de la planta fotovoltaica considerando la utilización de seguidores solares			
Datos	Cantidad	Unidad	Observación
Energía anual que la planta debe cubrir conforme las condiciones de la propuesta.	278750	kWh	Valor obtenido en inciso 2.1.8. en función del entorno energético actual y el porcentaje de ahorro que la propuesta debe garantizar.
Producción de energía anual obtenida mediante PVGIS	1794.99	kWh/kWp	Se considera un ratio medio de incremento de producción de 13.67% debido al uso de seguidores solares de 1 eje. Porcentaje demostrado en reporte de software PVSyst.
Potencial eléctrico fotovoltaico del emplazamiento de la propuesta según mapa solar obtenido de SOLARGIS.	1793.37	kWh/kWp	Se considera un ratio medio de incremento de producción de 13.67% debido al uso de seguidores solares de 1 eje. Porcentaje demostrado en reporte de software PVSyst.
Potencia instalada de la planta considerando la producción de energía anual obtenida mediante PVGIS.	155.29	kWp	Obtenido al dividir: Energía anual planta/Producción anual PVGIS/1kWp
Potencia instalada de la planta considerando el potencial eléctrico fotovoltaico del emplazamiento de la propuesta según mapa solar obtenido de SOLARGIS.	155.43	kWp	Obtenido al dividir: Energía anual planta/Potencial eléctrico fotovoltaico SOLARGIS
Potencia instalada de la planta fotovoltaica	155.00	kWp	Valor redondeado

Nota. Elaboración propia.

4.2.5. Elección y descripción de los equipos principales.

4.2.5.1. Elección de módulos fotovoltaicos.

Se tiene varios fabricantes en el mercado mundial con tecnología de punta en módulos, muchos de cuales se ajustan a las necesidades del proyecto, se ha optado por un fabricante de renombre y que pueda ofrecer la garantía y confiabilidad de sus módulos para obtener los mejores resultados en eficiencia y entrega de energía.

A continuación, se muestra el análisis de 3 modelos de módulos de diferentes fabricantes, comparando sus características técnicas a fin de escoger el que mejor se ajuste a las necesidades del proyecto, las características técnicas de los módulos se indican en la Tabla 7.

Tabla 7. Elección de inversor fotovoltaico

SELECCIÓN DE MÓDULO FOTOVOLTAICO			
Fabricante	Trina Solar	Jinko Solar	Canadian Solar
Modelo Módulo	TALLMAX TSM-410 DE15(II)	Cheetah HC 60 M JKM335M-60H	HiKu Black CS3L 370MS
Tipo Módulo	Monocristalino	Monocristalino PERC Media Célula	Monocristalino
N. de células	144	120	120
Dimensiones (mm)	2015x996x35	1684x1002x30	1765x1048x35
Peso (kg)	22.00	18.50	20.50
DATOS ELÉCTRICOS EN STC			
Potencia maxima Pmax (Wp)	410	335	370
Tolerancia de la Potencia nominal Pmax (W)	0/+5	0/+3	0/+10
Corriente de Cortocircuito Isc (A)	10.59	10.73	11.54
Corriente IMPP (A)	10.07	9.93	10.86
Tension a circuito abierto Voc (V)	49.40	40.80	40.80
Tensión VMPP	40.70	33.74	34.10
Eficiencia (%)	20.40	19.85	20.00
Temperatura de operación	- 40 ° a 85 °C	- 40 ° a 85 °C	- 40 ° a 85 °C
DATOS ELÉCTRICOS EN NOCT			
Potencia maxima (Wp)	310	247	277
Corriente de Cortocircuito Isc (A)	8.47	8.67	9.31
Corriente IMPP (A)	8.01	7.98	8.68
Tension a circuito abierto Voc (V)	46.40	38.40	38.50
Tensión VMPP	38.20	30.90	31.90
TASAS DE TEMPERATURA			
NOCT	41°C (+3K)	45 (+2°C)	43 (+3°C)
Coefficiente de Temperatura Pmax	-0.36%/K	-0.35%/C	-0.34%/C

Fabricante	Trina Solar	Jinko Solar	Canadian Solar
Coeficiente de Temperatura Voc	-0.26%/K	-0.29%/C	-0.26%/C
Coeficiente de Temperatura Isc	0.04%/K	0.048%/C	0.05%/C
GARANTÍA			
Garantía de producto (años)	15	12	12
Garantía de potencia (años)	25	25	25
SELECCIÓN	✓		
STC: Irradiancia de 1000 W/m ² , Temperatura de célula de 25°C, AM1.5 *Tolerancia medida de +-3%.			
NOCT: Irradiancia de 800 W/m ² , Temperatura ambiente de 20°C, Velocidad del viento de 1m/s.			

Nota. Elaboración propia.

Se anexa la ficha técnica del módulo que se ha elegido, el modelo TALLMAX TSM-410 DE15(II) del fabricante Trina Solar. La hoja de datos técnicos se encuentra adjunta en la sección apéndices.

4.2.5.2. Elección de la estructura.

Una vez elegido el módulo del fabricante Trina Solar, se opta por instalar la estructura con seguimiento solar del mismo fabricante, ya que al usar sus módulos tendrían mayor facilidad de instalación y adaptación de los módulos en las estructuras.

La estructura con seguimiento solar que se eligió fue el modelo Vanguard 550-2p de Trina Solar, las características se detallan en la Tabla 8 y su ficha técnica se encuentra en la sección de apéndices.

Tabla 8. Selección de estructura de seguimiento solar en 1 eje

SELECCIÓN DE ESTRUCTURA DE SEGUIMIENTO SOLAR – 1 EJE	
Fabricante	Trina Solar
Modelo	Vanguard 550-2P
Tipo	Single axis tracker
Rango de seguimiento	+55° (110°)
Actuador	Lineal-Motor DC
Potencia actuador (Kw)	0.15
Alimentación del actuador	Conectado a la red/Alimentación String/Independiente con batería

Nota. Elaboración propia.

4.2.5.3. Elección de Inversores Fotovoltaicos.

Debido a la existencia de varios modelos en el mercado en la actualidad, se han elegido 3 modelos de distintos fabricantes de inversores fotovoltaicos trifásicos a fin de comparar sus características técnicas y elegir el modelo idóneo para la ejecución de la planta fotovoltaica, dicho análisis se presenta en la Tabla 9.

Tabla 9. Elección de inversor fotovoltaico

SELECCIÓN DE INVERSOR FOTOVOLTAICO			
Fabricante	SMA	Fronius	Sungrow
Modelo Inversor	SUNNY TRIPOWER CORE1 STP 50-41	SYMO 8.2-3M	SG8.0RT
Tipo Inversor	String Trifásico	String Trifásico	String Trifásico
Topología	Sin transformador	Sin transformador	Sin transformador
Método de refrigeración	Opticool	De aire regulada	Natural
Dimensiones (mm)	569x733x621	645x431x204	370x480x195
Peso (kg)	84.00	21.90	18.00
Temperatura de operación	-25 ° a 60 °C	-25 ° a 60 °C	-25 ° a 60 °C
Rendimiento Máximo (%)	98.10	98.00	98.50
ENTRADA CORRIENTE CONTINUA DC			
Potencia máxima FV recomendada (kWp)	75	16.40	12
Tensión máxima de entrada FV (V)	1000	1000	1100
Rango de tensión MPP (V)	500-800	150-800	160-1000
Número de entradas MPPT independientes	6	2	2
Corriente máxima de entrada FV (A)	120	16/16	37.5 (25/12.5)
Corriente DC máxima de cortocircuito (A)	30	24/24	48 (32/16)
SALIDA CORRIENTE ALTERNA AC			
Potencia nominal AC (W)	50000	8200	8000
Potencia de salida máxima AC (VA)	50000	8200	8800
Corriente de salida máxima AC (A)	72.50	11.80	13.30
Tensión nominal AC (V)	3/N/PE,220/380 V 3/N/PE,230/400 V 3/N/PE,240/415 V	3/N/PE,220/380 V 3/N/PE,230/400 V (+20%/-30%)	3/N/PE,220/380 V 3/N/PE,230/400 V 3/N/PE,240/415 V
Frecuencia nominal de red / Rango de frecuencia de red (Hz)	50/44-55 60/54-65	50/60 (45-65)	50/45-55 60/55-65

Fabricante	SMA	Fronius	Sungrow
Factor de potencia en potencia nominal / Factor de potencia ajustable	1/De 0 inductivo a 0 capacitivo	0.85-1 inductivo/capacitivo	>0.99/0.8 Capacitivo-0.9 inductivo
Fases de inyección / conexión AC	3/3	3/3	3/3
SELECCIÓN	✓		

Nota. Elaboración propia.

Como resultado se ha elegido el modelo de inversor fotovoltaico string trifásico sin transformador SUNNY TRIPOWER CORE1 STP 50-41 del fabricante SMA. La hoja de datos técnicos se encuentra adjunta en la sección apéndices.

4.2.6. Cálculo de la cantidad de paneles fotovoltaicos.

La determinación de la cantidad de paneles fotovoltaicos se encuentra detallada en la Tabla 10.

Tabla 10. Determinación de la cantidad de módulos fotovoltaicos

Determinación de la cantidad de módulos fotovoltaicos			
Datos	Cantidad	Unidad	Observación
Potencia instalada de la planta fotovoltaica	154000.00	Wp	Valor obtenido en inciso 4.2.4.1.
Potencia Máxima del Módulo	410.00	Wp	En condiciones STC
Cantidad de paneles	375.61	u	Obtenido al dividir: Potencia instalada /Potencia máx. del módulo
Cantidad de paneles de la planta FV	376.00	u	Valor redondeado

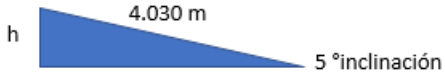
Nota. Elaboración propia.

No obstante, al realizar el dimensionamiento con uso del software, se ha establecido un total de 378 módulos.

4.2.7. Cálculo de la distancia entre filas para evitar sombreados usando seguimiento solar.

El cálculo de la distancia entre filas para evitar sombreados se encuentra detallado en la Tabla 11.

Tabla 11. Cálculo de la distancia entre filas para evitar sombreados usando seguimiento solar

Cálculo de distancia entre filas para evitar sombreado considerando estructura de seguimiento solar Vanguard 550-2P Tracker			
Datos	Cantidad	Unidad	Observación
Dimensiones del módulo	2.015	m	Longitud.
	0.996	m	Ancho.
Configuración de estructura de seguimiento solar	2P	-	Dos módulos en vertical.
Longitud total de módulos en una fila	4.030	m	Considerando dos módulos en vertical.
Altura de las placas con respecto a la horizontal	0.35	m	Obtenido al realizar: $h = \text{Sen}(5^\circ) \cdot 4.03$ 
Cálculo de distancia entre filas para evitar sombreado	0.19	m	Obtenido al realizar: $d = h / \tan(61^\circ - \text{latitud})$
Distancia entre filas para evitar sombreado	1.50	m	Pese a haber obtenido una distancia mínima de 0.19 m entre filas para evitar sombras, se considera 1.5m para facilidades de operación y mantenimiento de la planta.

Nota. Elaboración propia.

4.2.8. Disposición de la planta fotovoltaica.

Con la finalidad de realizar el dimensionamiento y disposición de la planta fotovoltaica, se ha utilizado el software PVsyst, los resultados se detallan a continuación.

La planta fotovoltaica constará de:

- 378 módulos fotovoltaicos.
- 3 inversores.

El arreglo determinado será:

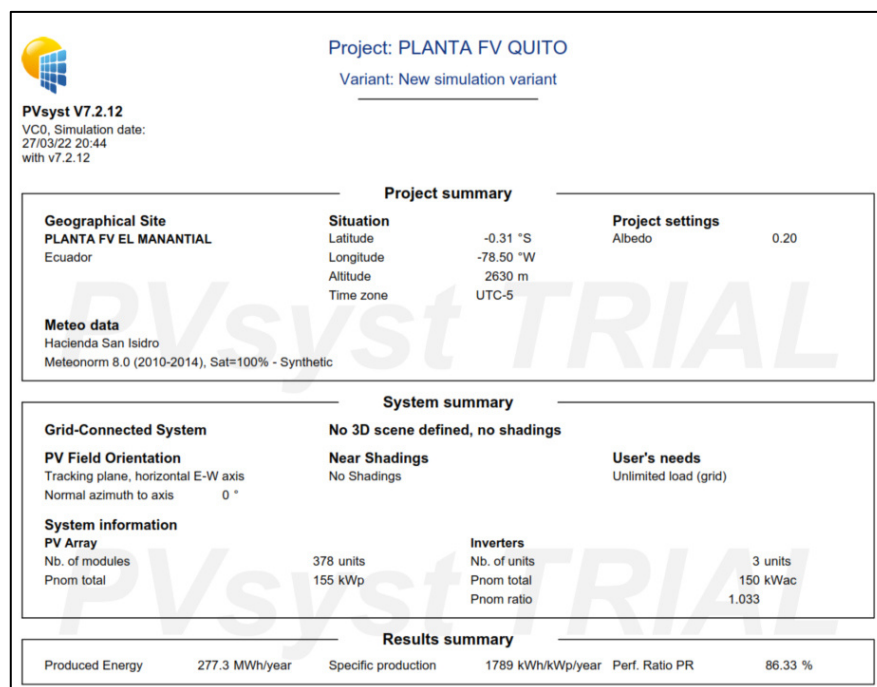
- 18 paneles en serie.
- 21 cadenas en paralelo (strings).

La producción de energía anual será:

- 1789 kWh/kWp.

El consolidado de los resultados que se han obtenido se presentan en la Figura 21.

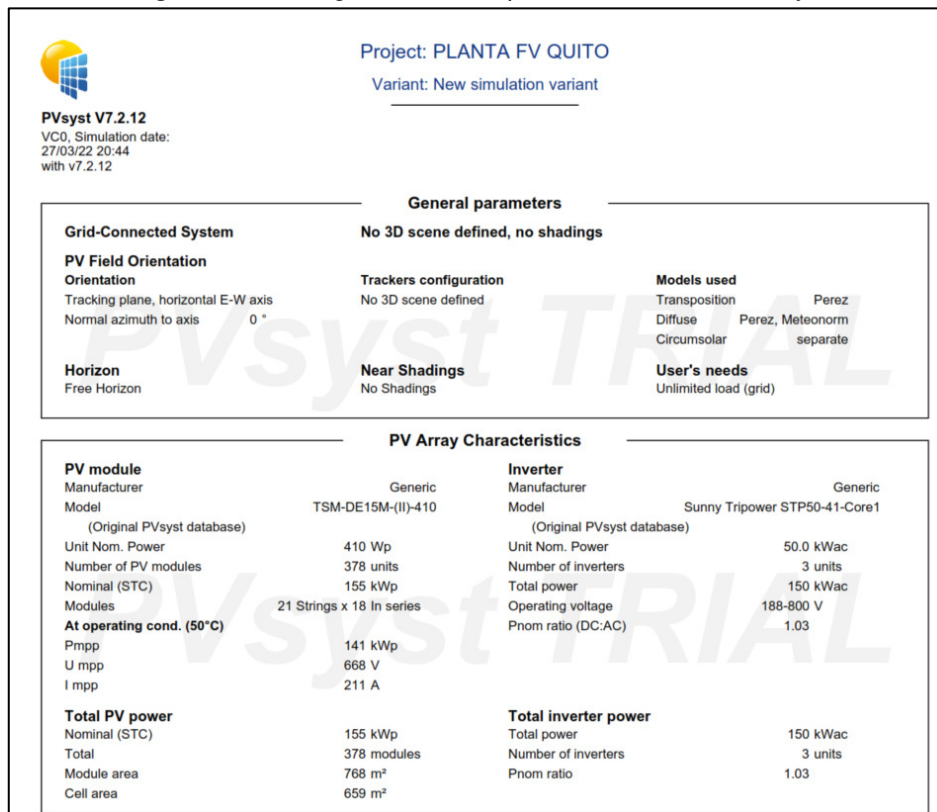
Figura 21. Resultados obtenidos en PVsyst



Nota. Elaboración propia.

Los detalles de la configuración de la planta se pueden apreciar en la Figura 22.

Figura 22. Configuración de la planta, obtenido en PVSyst

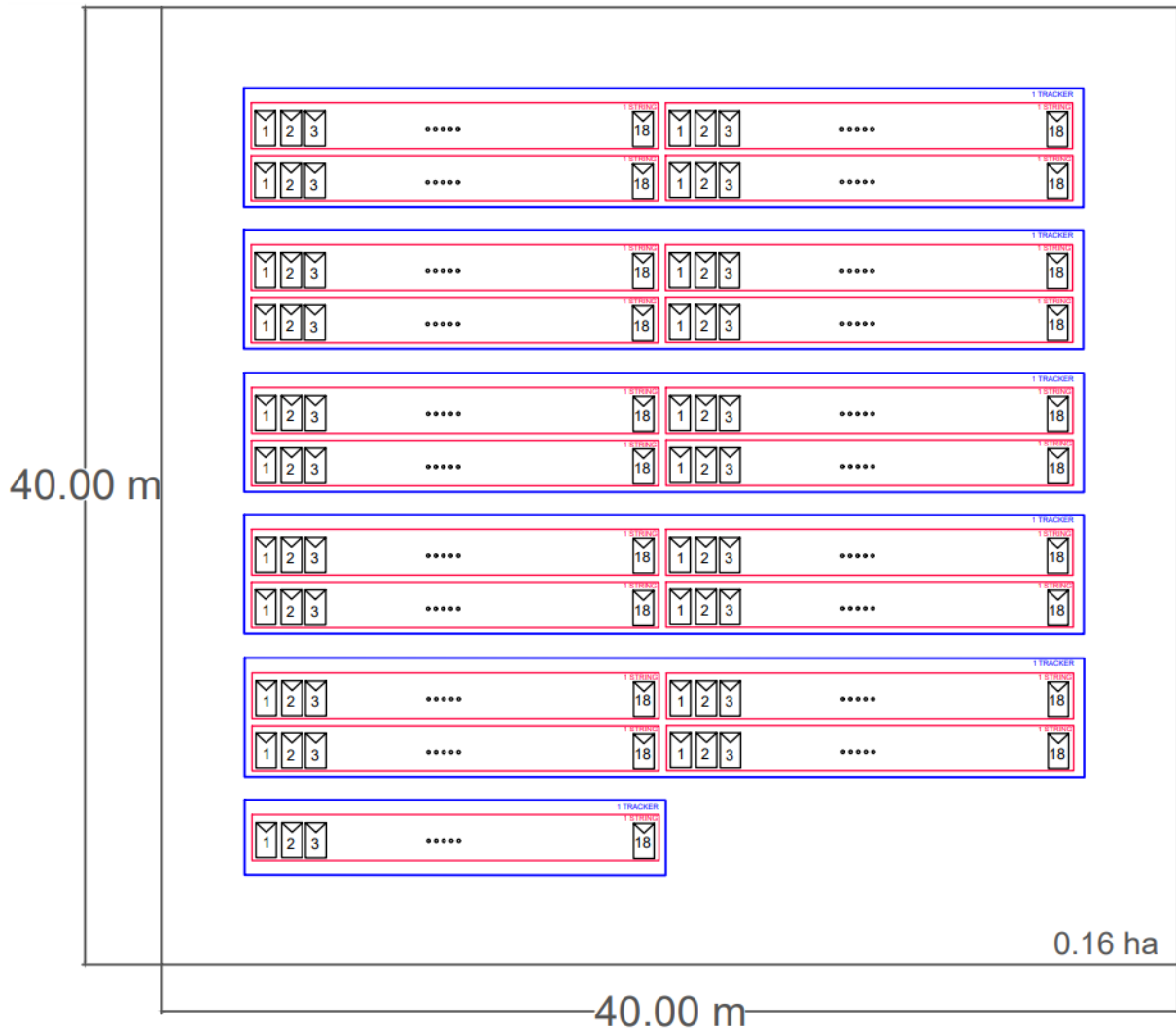


Nota. Elaboración propia.

El reporte se encuentra adjunto en la sección de apéndices.

La disposición de módulos en los respectivos seguidores solares se indica en la Figura 23, donde se aprecia que el área total de la planta será de 0.16 ha.

Figura 23. Disposición de la planta fotovoltaica



Nota. Elaboración propia.

4.2.9. Cálculo de reducciones de CO2.

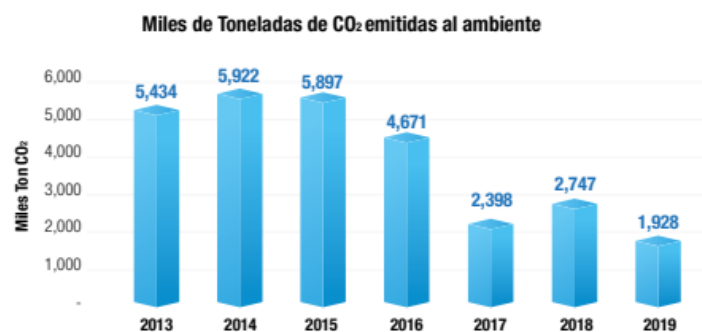
4.2.9.1. Reducción de emisiones de CO2.

En Ecuador el CENACE Operador Nacional de Electricidad es el responsable de la actualizar el Factor de Emisión de CO2 para el cálculo de la reducción de emisiones emitidas al medio ambiente desde el año 2010. (Cenace, 2020)

Para el cálculo del factor de emisión de CO2 se ha utilizado la herramienta metodológica de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC). (UNFCCC, 2019).

En el Ecuador a partir del año 2016 podemos observar el descenso de emisiones de CO2 que se envían a la atmósfera, esto debido a la introducción de grandes proyectos hidroeléctricos.

Figura 24. Emisiones de CO2 del 2013 al 2019



Nota. (Cenace, 2020)

4.2.9.2. Factor de emisión de CO2.

El factor sirve para calcular la cantidad de Ton. de CO2 que se emiten a la atmósfera por cada unidad de Megavatio hora de energía eléctrica producida con el uso de combustibles fósiles.

El factor de emisión que debe ser tomado para proyectos de generación renovable es 0.3673 tonCO2/Mwh, el factor de margen combinado Ex Ante debe ser usado en proyectos que se encuentran en etapa de validación.

Figura 25. Factor de emisión de CO₂

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

Nota. (Cenace, 2020)

4.2.9.3. Cálculo de la disminución de emisiones de CO₂ del Proyecto.

Los valores de disminución de emisiones de CO₂ que nos aporta el proyecto solar fotovoltaico en La Urbanización “El Manantial” se detalla en la Tabla 12.

Tabla 12. Reducción de emisiones de CO₂

Reducción de emisiones de CO ₂ , Proyecto Fotovoltaico “El Manantial”		
Energía media anual global [kWh]	Factor de emisión de CO ₂	Reducción de emisiones CO ₂ [ton/MWh]
278750	0.3673	102.38

Nota. Cenace (2020)

4.2.10. Presupuesto referencial para la implementación de la propuesta.

El análisis del presupuesto de ejecución se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13. Reducción de emisiones de CO2

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN CONSTRUCCIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA URB. EL MANANTIAL			
DESCRIPCIÓN	COSTE ORIENTATIVO/Wp	POTENCIA INSTALADA Wp	COSTE TOTAL
Suministro de materiales			
Módulos fotovoltaicos	\$ 0.50	155000	\$ 77,500.00
Inversores fotovoltaicos	\$ 0.20	155000	\$ 31,000.00
Estructuras de soporte	\$ 0.35	155000	\$ 54,250.00
Mano de Obra			
Instalación de módulos e inversores	\$ 0.13	155000	\$ 19,375.00
Cableado CC y AC en BT	\$ 0.08	155000	\$ 11,625.00
Obra civil	\$ 0.09	155000	\$ 13,950.00
Complementarios			
Suministro e instalación de monitorización, medida TTR	\$ 0.04	155000	\$ 6,200.00
Suministro e instalación Línea de media tensión	\$ 0.05	155000	\$ 7,750.00
TOTAL POR CONSTRUCCIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA 155 kWp			\$ 221,650.00
TOTAL DE SUBVENCIÓN OTORGADA POR GOBIERNO			\$ 125,000.00
TOTAL A GESTIONAR POR URB. EL MANANTIAL			\$ 96,650.00
COSTO DE FINANCIACIÓN POR VIVIENDA			\$ 966.50

Nota. Elaboración propia.

4.2.10.1. Caso base de negocio y análisis básico de rentabilidad: tiempo de retorno de la inversión.

En el proyecto solar fotovoltaico dentro de la Urbanización “El Manantial” se realizará el estudio de rentabilidad como parte fundamental del objetivo principal.

Para el análisis básico de rentabilidad se han tomado las siguientes consideraciones:

Energía anual que la planta debe cubrir conforme las condiciones de la propuesta de 278750 kWh.

Inversión del proyecto de 221.650,00 USD.

El precio de venta promedio de energía generada en el Ecuador por el sistema fotovoltaico se ha determinado en 0,105 USD/KWh, valor tomado en referencia al sector residencial.

En la evolución del precio de venta de la energía se ha considerado un incremento anual del 1.5% a partir del año 2023.

En los costes por mantenimiento se parte con un valor de 400,00 USD con incremento anual del 1.5%.

El alquiler del terreno en el que se montará el proyecto es de 160 USD anuales con un incremento del 1.5% a partir del año 2023, ya que el área a ocupar es de 0,16 Ha y el costo de alquiler anual es de \$1000/Ha.

La degradación de los paneles fotovoltaicos, que vendrá determinada por el fabricante, en nuestro caso se determinó la pérdida de eficiencia en 0.6% anual a partir del segundo año.

Subvención otorgada por Gobierno de 125.000,00 USD.

Una vez presentado el presupuesto de inversión del proyecto, los ingresos por la venta de la energía eléctrica generada, los costes por mantenimiento, alquiler de terreno y la subvención otorgada, se analizará el tiempo de recuperación de la inversión (Payback) tal como se muestra en la Tabla 14.

Cabe mencionar que los datos analizados en el presente apartado son de carácter referencial, y cumplen la finalidad de demostrar al lector un análisis básico. En los capítulos siguientes, se estudiará con un mayor detalle el análisis de rentabilidad de la tecnología solar fotovoltaica.

4.2.10.2. Análisis de rentabilidad básico del sistema solar fotovoltaico.

Tabla 14. Análisis de rentabilidad básico del sistema solar fotovoltaico

N.	COSTE INVERSION USD	IVA 12% USD	OPERA CIÓN Y MNTTO USD	ALQUILER TERRENO USD	FLUJO NEGATIVO USD	ENERGIA AHORRO USD	SUBVENCIO N USD	FLUJO POSITIVO USD	INGRESOS USD	ENERGIA ANUAL KWh	PRECIO DE VENTA USD/KWh
1	\$221,650.0	\$26,598.0	\$400.0	\$160.0	\$248,808.0	\$29,268.8	\$125,000.0	\$154,268.8	-\$94,539.3	\$278,750.0	\$0.105
2			\$406.0	\$162.4	-\$568.4	\$29,529.5		\$29,529.5	-\$65,009.7	\$277,077.5	\$0.107
3			\$412.1	\$164.8	-\$576.9	\$29,792.6		\$29,792.6	-\$35,217.1	\$275,415.0	\$0.108
4			\$418.3	\$167.3	-\$585.6	\$30,058.1		\$30,058.1	-\$5,159.0	\$273,762.5	\$0.110
5			\$424.5	\$169.8	-\$594.4	\$30,325.9		\$30,325.9	\$25,166.9	\$272,120.0	\$0.111
6			\$430.9	\$172.4	-\$603.3	\$30,596.1		\$30,596.1	\$55,763.1	\$270,487.2	\$0.113
7			\$437.4	\$175.0	-\$612.3	\$30,868.7		\$30,868.7	\$86,631.8	\$268,864.3	\$0.115
8			\$443.9	\$177.6	-\$621.5	\$31,143.8		\$31,143.8	\$117,775.5	\$267,251.1	\$0.117
9			\$450.6	\$180.2	-\$630.8	\$31,421.3		\$31,421.3	\$149,196.8	\$265,647.6	\$0.118
10			\$457.4	\$182.9	-\$640.3	\$31,701.2		\$31,701.2	\$180,898.0	\$264,053.7	\$0.120
11			\$464.2	\$185.7	-\$649.9	\$31,983.7		\$31,983.7	\$212,881.7	\$262,469.4	\$0.122
12			\$471.2	\$188.5	-\$659.7	\$32,268.7		\$32,268.7	\$245,150.4	\$260,894.6	\$0.124
13			\$478.2	\$191.3	-\$669.5	\$32,556.2		\$32,556.2	\$277,706.5	\$259,329.2	\$0.126
14			\$485.4	\$194.2	-\$679.6	\$32,846.2		\$32,846.2	\$310,552.8	\$257,773.3	\$0.127
15			\$492.7	\$197.1	-\$689.8	\$33,138.9		\$33,138.9	\$343,691.7	\$256,226.6	\$0.129
16			\$500.1	\$200.0	-\$700.1	\$33,434.2		\$33,434.2	\$377,125.9	\$254,689.3	\$0.131
17			\$507.6	\$203.0	-\$710.6	\$33,732.1		\$33,732.1	\$410,857.9	\$253,161.1	\$0.133
18			\$515.2	\$206.1	-\$721.3	\$34,032.6		\$34,032.6	\$444,890.6	\$251,642.2	\$0.135

N.	COSTE INVERSION USD	IVA 12% USD	OPERACIÓN Y MNTTO USD	ALQUILER TERRENO USD	FLUJO NEGATIVO USD	ENERGIA AHORRO USD	SUBVENCION USD	FLUJO POSITIVO USD	INGRESOS USD	ENERGIA ANUAL KWh	PRECIO DE VENTA USD/KWh
19			\$522.9	\$209.2	-\$732.1	\$34,335.9		\$34,335.9	\$479,226.4	\$250,132.3	\$0.137
20			\$530.8	\$212.3	-\$743.1	\$34,641.8		\$34,641.8	\$513,868.2	\$248,631.5	\$0.139
21			\$538.7	\$215.5	-\$754.2	\$34,950.4		\$34,950.4	\$548,818.6	\$247,139.7	\$0.141
22			\$546.8	\$218.7	-\$765.6	\$35,261.9		\$35,261.9	\$584,080.5	\$245,656.9	\$0.144
23			\$555.0	\$222.0	-\$777.0	\$35,576.0		\$35,576.0	\$619,656.5	\$244,182.9	\$0.146
24			\$563.4	\$225.3	-\$788.7	\$35,893.0		\$35,893.0	\$655,549.5	\$242,717.9	\$0.148
25			\$571.8	\$228.7	-\$800.5	\$36,212.8		\$36,212.8	\$691,762.4	\$241,261.5	\$0.150
26			\$580.4	\$232.2	-\$812.5	\$36,535.5		\$36,535.5	\$728,297.9	\$239,814.0	\$0.152
27			\$589.1	\$235.6	-\$824.7	\$36,861.0		\$36,861.0	\$765,158.9	\$238,375.1	\$0.155
28			\$597.9	\$239.2	-\$837.1	\$37,189.4		\$37,189.4	\$802,348.3	\$236,944.8	\$0.157
29			\$606.9	\$242.8	-\$849.6	\$37,520.8		\$37,520.8	\$839,869.1	\$235,523.2	\$0.159
30			\$616.0	\$246.4	-\$862.4	\$37,855.1		\$37,855.1	\$877,724.2	\$234,110.0	\$0.162
TOTALES			\$15,015.5	\$6,006.2					\$11,144,725.1	\$7,674,104.8	

Nota. Elaboración propia.

El resultado estimado de ingresos totales generados por la instalación asciende a 11.144.725,09 USD, siendo el año 2026 (año 5 de vida de la instalación) en el que se obtendría importe de ingresos positivos y la inversión empieza a recuperarse.

Para poder culminar con el estudio de rentabilidad del proyecto es necesario analizar al menos 30 años de vida útil, pudiéndose alargar la vida útil de los paneles fotovoltaicos a unos pocos años más, con un buen mantenimiento preventivo y correctivo se lograría aproximadamente unos 40 años del proyecto, lo cual significa que la instalación seguirá generando ingresos durante 10 años más.

4.2.10.3. Beneficios socioeconómicos para el inversor y para la población objetivo.

El beneficio socioeconómico para el inversor, que en este caso es el Estado ecuatoriano radica principalmente en la producción de energía eléctrica a través de energías limpias tal como lo es la solar fotovoltaica, lo cual contribuye a sus objetivos de transición ecológica como energética.

Por su parte, los beneficios socioeconómicos para la población objetivo radican en el ahorro energético del 50% de su consumo gracias a la implementación de la planta.

4.2.10.4. Cronograma referencial para la implementación de la propuesta in situ.

Tabla 15. Cronograma de ejecución

ACTIVIDADES	MES 1				MES 2				MES 3				MES 4	
	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 1	Semana 2
1. DESARROLLO DEL PROYECTO														
1.1 Medición radiación solar														
1.2 Estudios de suelos														
1.3 Estudio orográfico														
1.4 Permisos municipales														
1.5 Licencias ambientales														
1.6 Autorizaciones finales														
1.7 Firma del contrato														
2. CONSTRUCCION DE LA PLANTA														
2.1 Inicio de las obras (Logística Mov Maquinaria)														
2.2 Acondicionamiento del terreno														
2.3 Cimentación exoesqueletos														
2.4 Instalación de trakers con motores														
2.5 Anclaje a tierra														
2.6 Ubicación y montaje de los módulos														
2.7 Canalización del cableado														
2.8 Contrucción y ubicación subestación y línea de evacuación														
3. COMERCIALIZACION DE ENERGIA														
3.1 Puesta de marcha														
3.2 Entrega de energía a la red														

Nota. Elaboración propia.

Anotación 1: El cronograma corresponde a la construcción de la planta fotovoltaica conectada a red.

Anotación 2: La construcción de una planta fotovoltaica de 155 kWp con estructuras fijas sería de 3 meses, considerando un rendimiento global de 3 días por cada 5 kWp instalado, no obstante, al contar la presente propuesta con seguidores solares, el tiempo de construcción se extiende a 3.5 meses, considerando un rendimiento global de 3.5 días por cada kWp instalado.

4.2.10.5. Proceso para selección del recurso humano.

El proceso de selección del recurso humano se deberá realizar con el área de Recursos Humanos, los cuales basarán su selección según los lineamientos y normas de la empresa contratista.

Se han definido puntos específicos para realizar un proceso adecuado, mismo que se detalla en la Figura 26.

Figura 26. Plan de Contratación de Personal



Nota. Elaboración propia.

4.2.10.6. Nómina de contratación para ejecución de la propuesta.

Tabla 16. Nómina de contratación para ejecución de la propuesta

Empleados Por Mes					
Tipo de Personal	Localizacion	Mes1	Mes2	Mes3	Mes4
Project Management	Nacional/Regional/Local	1	1	1	1
Recursos Humanos	Nacional/Regional/Local	2	2	2	2
Finanzas	Nacional/Regional/Local	2	2	2	2
HSE	Regional/Local	1	1	1	1
Civil	Regional/Local	2	5	5	3
Mechanico	Local	2	10	10	5
Electrico	Regional/Local	1	7	7	4
Obreros	Local	0	7	7	4
Total		11	35	35	22

Nota. Elaboración propia.

Tabla 17. Nómina de contratación femenina del proyecto

Cargos Ocupados Por Mujeres en el Proyecto					
Tipo de Personal	Localizacion	Mes1	Mes2	Mes3	Mes4
Recursos Humanos	Nacional/Regional/Local	2	2	2	2
Finanzas	Nacional/Regional/Local	2	2	2	2
HSE	Regional/Local	1	1	1	1
Civil	Regional/Local		2	2	1
Mecanico	Local		4	4	1
Electrico	Regional/Local		3	3	1
Total		5	14	14	8

Nota. Elaboración propia.

El proyecto respalda la equidad de género en el área laboral, motivo por el cual los puestos de ingeniería, recursos humanos y administrativos será prioridad la contratación de mujeres, respetando de este modo un 40% total de la nómina como se observa en la tabla 17.

Esto se logrará con el plan mencionado en la figura 26, donde al tener un proceso de selección adecuada y personal de recursos humanos especializado, se cumplirá con este requisito y se mantendrá una equidad de género laboral.

4.2.11. Dimensionamiento de un sistema aislado

Además de la planta fotovoltaica, se plantea el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico aislado que tendrá la finalidad de uso de caseta de obra y para posterior gestión de la planta.

El cálculo de consumo energético que el sistema aislado deberá garantizar se muestra en la Tabla 18.

Tabla 18. Cálculo de consumo energético de instalación fotovoltaica aislada para caseta

CÁLCULO DE CONSUMO ENERGÉTICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA-CASETA EL MANANTIAL							
EQUIPOS AC	VOLTAJE (V)	POTENCIA (W)	UNID. (u)	POTENCIA TOTAL POR EQUIPO (W)	HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DÍA (Wh)	TOTAL ENERGÍA +20% (Wh/día)
PUNTO DE LUZ	127	20	3	60	3	180	216
ORDENA DOR	127	100	1	100	4	400	480
TOTAL							696
TOTAL VALOR REDONDEADO							700

Nota. Elaboración propia.

Para tales efectos, el dimensionamiento del sistema fotovoltaico aislado se encuentra detallado en la Tabla 19.

Tabla 19. Dimensionamiento de Instalación Fotovoltaica Aislada para Caseta El Manantial

DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA-CASETA EL MANANTIAL			
Datos	Valor	Unidad	Observación
Consumo medio diario, Lmd	700.00	Wh/día	Para el desarrollo de este caso, se considera el mismo valor del consumo energético total.
Potencia pico del panel, PMPP	180.00	W	En condiciones STC.
Tensión del panel en MPP, VMPP	36.20	V	En condiciones STC.
Corriente de corto circuito del panel, Isc	5.47	A	En condiciones STC.
Voltaje nominal del sistema, VN	12.00	V	Se elige 12 V al ser una carga inferior a 1.5kWh/día

Datos	Valor	Unidad	Observación
Voltaje de la Batería, Vbat	12.00	V	Obtenido de ficha técnica de la batería
Capacidad nominal de la batería, Cn,bat	200.00	Ah	Obtenido de ficha técnica de la batería
Irradiación Global del emplazamiento	4.80	kWh/m2	Obtenido de mapa solar
Horas Sol Pico del emplazamiento, HSP	4.80	h	Obtenido al dividir: Irradiancia global del emplazamiento/1000 W/m2
PR	0.75	-	Rendimiento medio asumido 75%.
Número total de paneles solares, Nt	1.08	Unidad	Obtenido al dividir: $Lmd/PMPP \cdot HSP \cdot PR$ <i>Este valor se debe ser redondeado.</i>
Número total de paneles solares, Nt	2.00	Unidad	Valor redondeado.
Número de paneles en serie, Nserie	0.33	Unidad	Obtenido al dividir: $Vbat/VMPP$ <i>El valor debe ser redondeado.</i>
Número de paneles en serie, Nserie	1.00	Unidad	Valor redondeado.
Número de paneles en paralelo, Nparalelo	2.00	Unidad	Obtenido al dividir: $Nt/Nserie$

Datos	Valor	Unidad	Observación
Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima diaria, Cnd	4666.67	Wh	Obtenido al dividir: $Lmd/Pd_{max,d} \cdot n_{Bat}$ $Pd_{max,d}$ =Profundidad de descarga máxima diaria=15%, valor asumido. n_{Bat} =Rendimiento de la batería=100%, valor asumido.
Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima diaria, Cnd	388.89	Ah	Obtenido al dividir: $Cnd(Wh)/V_{bat}$
Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional, Cne	2000	Wh	Obtenido al dividir: $Lmd \cdot N_{días\text{autonomía}} / Pd_{max,e} \cdot n_{Bat}$ $Pd_{max,e}$ =Profundidad de descarga máxima estacional=70%, valor asumido. $N_{días\text{autonomía}}$: 2 días n_{Bat} =Rendimiento de la batería=100%, valor asumido.
Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional, Cne	166.67	Ah	Obtenido al dividir: $Cne(Wh)/V_{bat}$
Capacidad nominal de la batería, Cn, sistema	400.00	Ah	Obtenido al redondear el valor más alto que es Cnd con 388.89 Ah.
Número de baterías en serie. Nbat, serie	1.00	Unidad	Obtenido al dividir: VN/V_{bat}

Datos	Valor	Unidad	Observación
Número de baterías en paralelo, Nbat,paralelo	2.00	Unidad	Obtenido al dividir: Cn,sistema/Cn,bat
Número total de baterías,Nbat	2.00	Unidad	Obtenido al multiplicar: Nbat,serie*Nbat,paralelo
Corriente de entrada regulador, Ientrada	13.68	A	Obtenido al multiplicar: 1.25*Nparalelo*Isc 1.25 corresponde a factor de seguridad para prevenir daños en el regulador.
Corriente de salida regulador, Isalida	18.52	A	Obtenido al dividir: 1.25*(Pac/nInv)/Vbat 1.25 corresponde a factor de seguridad para evitar daños en regulador. Pac=Potencia de cargas en AC=160 W. nInv=Rendimiento de inversor=90%, valor asumido.
Potencia del inversor, Pinv	192.00	W	Obtenido al mutiplicar: Sinv*Pac Sinv=Margen de seguridad del inversor=20%
Potencia del inversor, Pinv	252.00	W	Obtenido al mutiplicar: Sinv*(Pordenador*1.50+60) Pordenador=Potencia del Ordenador 1.50=Factor de sobredimensionamiento para evitar picos de arranque.

Nota. Elaboración propia.

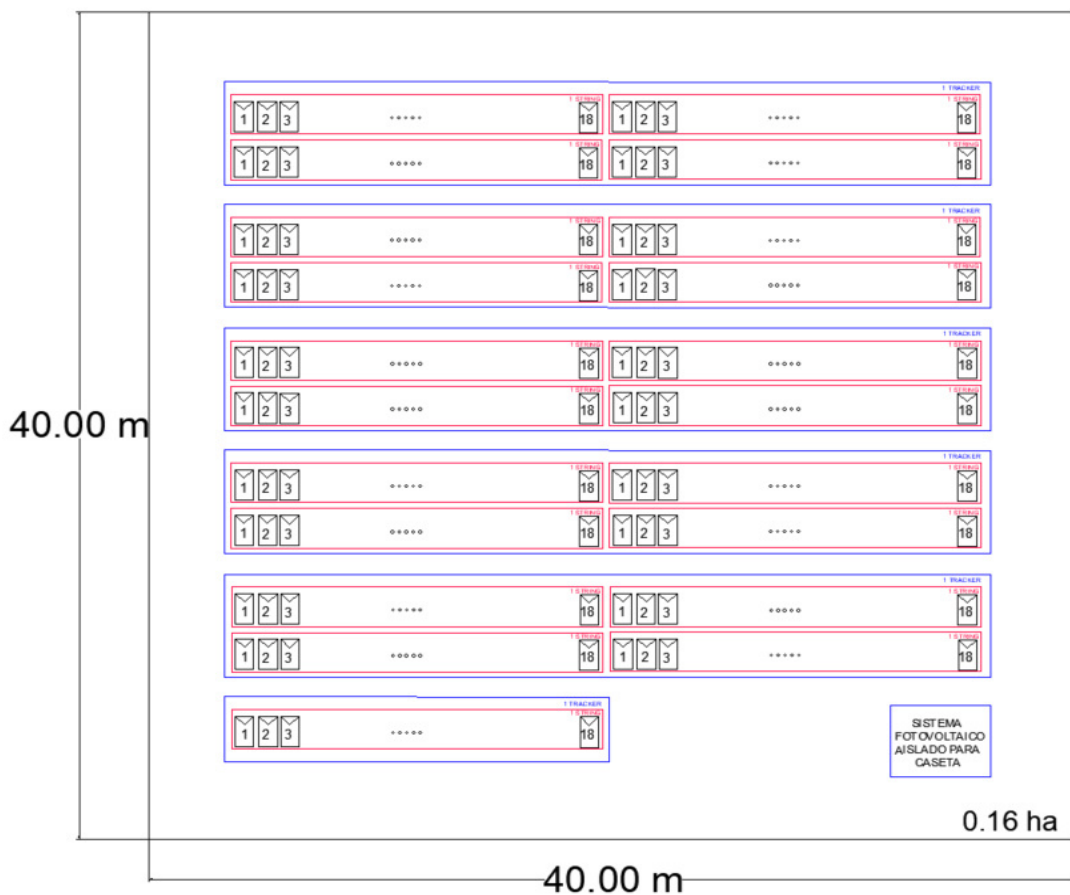
Los elementos principales que componen este sistema son:

- 2 módulos fotovoltaicos modelo DXM5-72P 180 W, del fabricante SUN EARTH.
- 2 baterías de 12V y 200Ah modelo AG12V200, del fabricante NARADA.
- 1 regulador/controlador de carga de corriente de carga nominal de 20 A, del fabricante VICTRON ENERGY.
- 1 inversor 250 W, del fabricante VICTRON ENERGY.

Las fichas técnicas correspondientes se encuentran adjuntas en la sección apéndices.

La ubicación del sistema fotovoltaico aislado será dentro del área contemplada para el dimensionamiento de la planta conectada a red, por lo que no se incurrirá en costos adicionales por arriendo de terreno, como se presenta en la Figura 27.

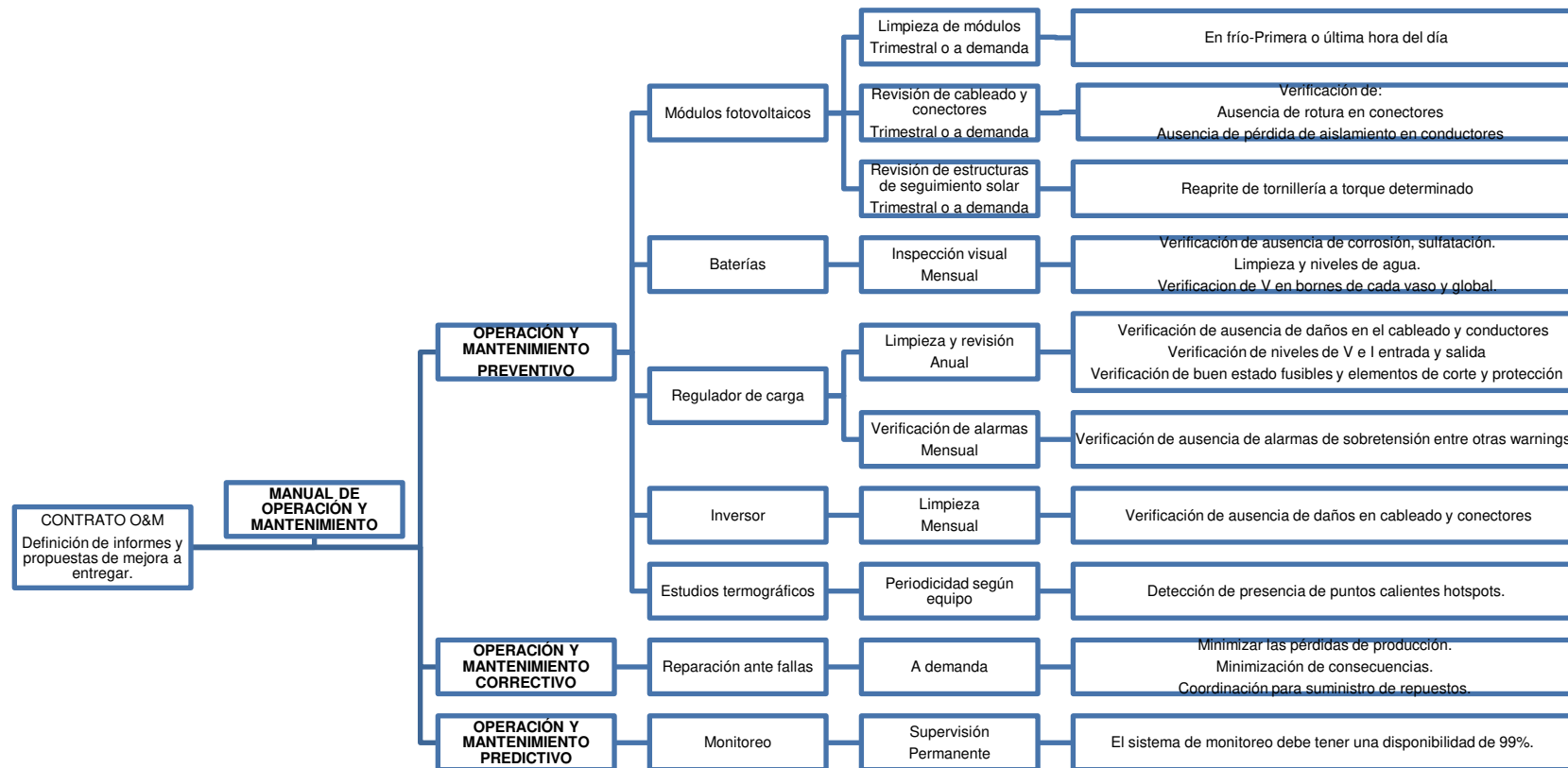
Figura 27. Ubicación del sistema fotovoltaico aislado



Nota. Elaboración propia.

4.2.12. Manual de operación y mantenimiento.

Figura 28. Manual de operación y mantenimiento



Nota. Elaboración propia.

4.2.13. Presupuesto de operación y mantenimiento.

El presupuesto de operación y mantenimiento anual se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20. Presupuesto de O&M. anual

PRESUPUESTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			
DESCRIPCIÓN	COSTE ORIENTATIVO/Wp	POTENCIA INSTALADA Wp	COSTE TOTAL
Mantenimiento Preventivo	\$ 0.00160	155000	\$ 248.00
Mantenimiento Correctivo	\$ 0.00060	155000	\$ 93.00
Mantenimiento Predictivo	\$ 0.00038	155000	\$ 59.00
TOTAL COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ANUAL			\$ 400.00

Nota. Elaboración propia.

Como se puede observar, los costos más representativos corresponden al mantenimiento preventivo, en virtud de que la instalación cuenta con seguidores solares, mismos en los que son imprescindible las revisiones y aprietes necesarios.

4.3. Propuesta de desarrollo energético solar térmico.

4.3.1. Cálculo de la demanda térmica para el escenario de estudio.

La demanda energética de ACS y calefacción en La Urbanización El Manantial se determina en función de la zona climática, de la ubicación y del uso para el cual se plantea.

Como primer punto para el diseño de una instalación de producción de ACS y calefacción centralizada, es calcular la demanda energética de la instalación. Estos cálculos se realizan a partir de varios datos recolectados en tiempo, como son el consumo diario de agua, la temperatura del agua de la red, la temperatura de referencia para el ACS y la temperatura óptima de confort en las viviendas.

Para el cálculo F-Chart de la instalación solar térmica como tema de estudio, se utilizan las tablas disponibles en la Norma Técnica Ecuatoriana *Sistemas De Calentamiento De Agua Con Energia Solar Para Uso Sanitario En El Ecuador*. (INEN, 2009)

Tabla 21. Irradiación solar mensual y promedio varios sitios del Ecuador

SITIO	Latitud	Longitud	ELEVACION	AÑOS LECTURAS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
Pisayambo	1.07 S	78.42 W	3615	5	3.64	3.86	3.94	3.92	3.92	3.56	3.83	3.92	4	4.33	4.36	4.17	3.95
Portoviejo	1.07 S	80.33 W	44	11	3.64	3.86	4.47	4.42	4.22	3.47	4.5	4.22	4.39	4.33	4.17	4.17	4.16
Puerto Bolivar	3.35 S	80 W	6	15	4.42	4.81	5	4.56	4.78	4	3.72	4.17	3.78	3.86	3.83	4.69	4.3
Puerto Ila	0.38 S	79.55 W	260	16	3.44	3.64	4.06	3.83	3.56	3.11	3.36	3.44	3.39	3.5	3.44	3.36	3.51
Puerto Lopez	1.57 S	80.8 W	6	1	4.25	4.56	5	4.69	4.28	3.08	3.22	3.42	3.08	3.31	3.67	3.89	3.87
Quininde	0.33 S	79.47 W	95	1	3.5	3.72	4.14	3.86	3.47	3.42	3.47	3.64	3.39	3.81	4.03	3.53	3.66
Quito-ñaquito	0.13 S	78.48 W	2812	4	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

Nota. (INEN, 2009)

Tabla 22. Valor acorde a la latitud y mes del año

Latitud: -1°												
Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.01	1.02	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.96
10	0.93	0.96	0.99	1.02	1.04	1.04	1.03	1.02	0.99	0.96	0.93	0.92
15	0.88	0.92	0.97	1.02	1.05	1.06	1.04	1.01	0.97	0.93	0.89	0.87
20	0.83	0.88	0.95	1.01	1.05	1.06	1.04	1.01	0.95	0.89	0.84	0.81
25	0.77	0.84	0.92	1	1.05	1.06	1.04	0.99	0.92	0.85	0.78	0.75
30	0.71	0.79	0.89	0.98	1.04	1.05	1.03	0.97	0.89	0.8	0.72	0.69
35	0.65	0.73	0.84	0.95	1.02	1.04	1.01	0.95	0.85	0.74	0.65	0.62
40	0.57	0.67	0.8	0.92	1	1.02	0.98	0.91	0.81	0.67	0.58	0.54
45	0.5	0.61	0.74	0.88	0.97	0.99	0.95	0.87	0.76	0.62	0.51	0.46
50	0.42	0.54	0.69	0.83	0.93	0.96	0.92	0.83	0.7	0.56	0.43	0.38
55	0.34	0.46	0.63	0.78	0.89	0.92	0.88	0.78	0.64	0.49	0.35	0.3
60	0.26	0.39	0.56	0.73	0.84	0.87	0.83	0.73	0.58	0.41	0.27	0.21
65	0.17	0.31	0.49	0.66	0.79	0.82	0.78	0.67	0.51	0.34	0.19	0.13
70	0.11	0.23	0.42	0.6	0.73	0.77	0.72	0.61	0.45	0.26	0.13	0.12
75	0.11	0.15	0.34	0.53	0.67	0.71	0.66	0.55	0.37	0.18	0.12	0.11
80	0.1	0.1	0.26	0.46	0.6	0.64	0.6	0.48	0.3	0.13	0.11	0.1
85	0.09	0.09	0.19	0.39	0.53	0.58	0.53	0.41	0.23	0.12	0.11	0.1
90	0.08	0.08	0.11	0.31	0.46	0.51	0.46	0.34	0.15	0.11	0.1	0.09

Nota. (INEN, 2009)

Tabla 23. Datos meteorológicos correspondientes a la ciudad de Quito

Quito				
Latitud:		0		
MES	H (MJ/m ² /día)	T ambiente (°C)	T red (°C)	V media viento a 10 m (m/s)
ENERO	17.82	13,6	11,6	2
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
NOVIEMBRE	18.90	13,5	11,5	1,9
DICIEMBRE	18.36	13,5	11,5	2

Nota. (INEN, 2009)

Tabla 24. Valores de demanda de ACS

CRITERIO DE CONSUMO	Fuente: CENTRO DE INVESTIGACIONES Y DESARROLLO TECNOLÓGICO TIMEESCI – ECUADOR, 2009	Fuente: CÓDIGO TÉCNICO DE LA EDIFICACIÓN. MINISTERIO DE FOMENTO, ESPAÑA, 2005	
	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 CLINICAS	100	55	POR CAMA
HOTELES ****	100	70	POR CAMA
HOTELES ***	80	55	POR CAMA
HOTELES Y HOSTALES **	60	40	POR CAMA
RESIDENCIAS (ANCIANOS, ESTUDIANTES), ETC	70	55	POR CAMA
VESTUARIOS/DUCHAS COLECTIVAS	25	15	POR SERVICIO
ESCUELAS	5	3	POR ALUMNO
CUARTELES	25	20	POR PERSONA
FABRICAS Y TALLERES	20	15	POR PERSONA
OFICINAS	2	3	POR PERSONA
GIMNASIOS	15	20 A 25	POR USUARIO
LAVANDERIAS	5	3 A 5	POR KILO DE ROPA
RESTAURANTES	5	5 A 10	POR COMIDA
CAFETERIAS	1	1	POR ALMUERZO

Nota. (INEN, 2009)

4.3.1.1. Datos generales.

Con información de las tablas anteriores, se procede a ingresar valores para calcular la demanda de ACS y de calefacción para la Urbanización El Manantial.

Figura 29. Datos generales de la ubicación del proyecto

DATOS UBICACIÓN	
Provincia	PICHINCHA
Municipio	QUITO
Cercano	
ZONA CLIMÁTICA	IV
LATITUD(°)	-1 °
Fuente DatosTemp. Ambiente	Personalizada...
Fuente Datos Temp. Agua Fría	Personalizada...
Fuente Datos Radiación Solar	Personalizada...

Nota. Elaboración propia.

Figura 30. Datos para el cálculo de la demanda mensuales del proyecto

MES	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Tamb (°C)	13,6 °C	13,9 °C	13,8 °C	13,8 °C	13,9 °C	14,1 °C	13,8 °C	14,2 °C	13,8 °C	13,6 °C	13,5 °C	13,5 °C	
Taf (°C)	11,6 °C	11,9 °C	11,8 °C	11,8 °C	11,9 °C	12,1 °C	11,8 °C	12,2 °C	11,8 °C	11,6 °C	11,5 °C	11,5 °C	
Rad. Solar (kWh/m2-dia)	4,94	4,64	4,78	4,53	4,83	4,69	5,53	5,47	4,89	5,25	5,14	5,14	Ángulo
Factor Correccion K (kWh/m2-dia)	0,97	0,98	1	1,01	1,02	1,03	1,02	1,01	1	0,98	0,97	0,96	5 °
Rad. Solar (kWh/m2-dia)	4,79	4,55	4,78	4,58	4,93	4,83	5,64	5,52	4,89	5,15	4,99	4,93	

Nota. Elaboración propia.

4.3.1.2. Cálculo de la demanda de ACS del proyecto.

De la experiencia doméstica, se ha determinado que el valor de consumo más cercano a la realidad ecuatoriana es el valor se define en 50 L/persona/día, esto a una temperatura de 60°C.

Figura 31. Datos de cálculo de la demanda de ACS

DATOS DEMANDA ACS		
TIPOLOGÍA DE EDIFICIO	Viviendas multifamiliares	
DEMANDA DIARIA A 60°C	50	litros / día * persona
Nº Dormitorios	-	
Nº personas	360	
CONSUMO EXTRA	No	
DEMANDA TOTAL ACS DEL EDIFICIO	18.000	litros/día
TEMP. ACUMULADOR FINAL (°C)	60°	
TEMPERATURA ACS (°C)	60 °C	
TEMPERATURA MINIMA ACS (°C)	47 °C	
FUENTE DE APORTE AUXILIAR	General	
Información Sobre Cobertura para Climatización Piscinas Cubiertas	No	

Nota. Elaboración propia.

4.3.1.3. Cálculo de la demanda energética para calefacción.

Para calcular la demanda energética total en calefacción de las 100 viviendas, se ha tomado el valor de 30 kWh/m²/año.

Figura 32. Datos de cálculo de la demanda de calefacción

DATOS DEMANDA CALEFACCIÓN	
Superficie Vivienda	8200,00 m2
Demanda	30,0 kWh/m2/año
Demanda Total	246.000,0 kWh/año

Nota. Elaboración propia.

4.3.1.4. Resultados de cálculos de la demanda energética para ACS y calefacción

La demanda energética se calcula mensualmente acorde la tabla de necesidades de Agua Caliente Sanitaria con la fórmula:

$$L_{TOT} = C \left(\frac{\text{litros}}{\text{persona y día}} \right) N_H N_M \rho_{H2O} C_{p_{H2O}} (T_{ACS} - T_{red}) \quad (6)$$

Donde:

- ρ_{H2O} es la densidad del agua.
- $C_{p_{H2O}}$ la capacidad calorífica del agua (4.18 KJ/KgK)
- N_M son la cantidad de días en el mes.
- N_H es el número de usuarios.
- $T_{ACS} - T_{red}$ es el diferencial térmico entre la temperatura del agua de red y la temperatura del agua caliente (60°C).

Tabla 25. Resultados de la demanda energética total del sistema

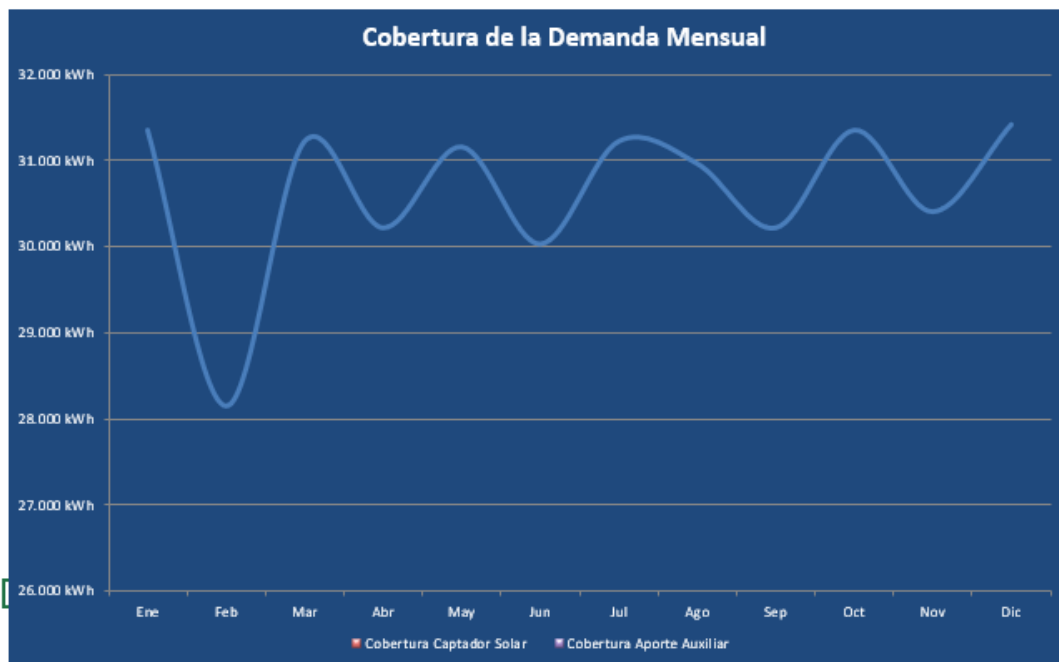
MES	N (dias/mes)	TAF	Demes ACS	Demes CALEF.	Eldia (kWh/m ²)
Ene	31	11,6 °C	31.358 kWh	20.976 kWh	4,79
Feb	28	11,9 °C	28.148 kWh	18.828 kWh	4,55
Mar	31	11,8 °C	31.229 kWh	20.889 kWh	4,78
Abr	30	11,8 °C	30.221 kWh	20.215 kWh	4,58
May	31	11,9 °C	31.164 kWh	20.846 kWh	4,93
Jun	30	12,1 °C	30.033 kWh	20.089 kWh	4,83
Jul	31	11,8 °C	31.229 kWh	20.889 kWh	5,64
Ago	31	12,2 °C	30.970 kWh	20.716 kWh	5,52
Sep	30	11,8 °C	30.221 kWh	20.215 kWh	4,89
Oct	31	11,6 °C	31.358 kWh	20.976 kWh	5,15
Nov	30	11,5 °C	30.410 kWh	20.341 kWh	4,99
Dic	31	11,5 °C	31.423 kWh	21.019 kWh	4,93
AÑO	365	11,8 °C	367.765 kWh	246.000 kWh	

Nota. Elaboración propia.

Por lo tanto, la demanda energética total anual tanto para ACS y calefacción para el conjunto de las 100 viviendas es: **613.765 kWh**.

Ahora se muestra el perfil de la demanda mensual energética de ACS para el conjunto de 100 viviendas en una instalación solar térmica centralizada.

Figura 33. Perfil de la demanda mensual del sistema



Nota. Elaboración propia.

4.3.2. Perfil de la demanda diaria.

En base a la experiencia local, la demanda de ACS y calefacción radica en 2 principales momentos del día, esto es el transcurso de las primeras horas de la mañana y también en el transcurso de las primeras horas de la noche como se muestra en la Tabla 26.

Tabla 26. Perfil diario de la demanda de energía térmica para ACS y calefacción

Perfil diario de la demanda de energía térmica para ACS y calefacción.	
Hora del día	Observación
0:00	Demanda cero
1:00	Demanda cero
2:00	Demanda cero
3:00	Demanda cero
4:00	Demanda cero
5:00	Demanda cero
6:00	Demanda pico
7:00	Demanda pico
8:00	Producción de energía solar térmica
9:00	
10:00	
11:00	
12:00	
13:00	
14:00	
15:00	
16:00	
17:00	
18:00	
19:00	Demanda pico
20:00	Demanda pico
21:00	Demanda cero
22:00	Demanda cero
23:00	Demanda cero
0:00	Demanda cero

Nota. Elaboración propia.

Como se puede observar, las horas de repunte de la demanda no son coincidentes con las horas de producción, lo cual hace imprescindible el uso de sistemas de almacenamiento. Es importante resaltar además, que en la ubicación del proyecto, las condiciones climáticas no varían de forma extrema, por lo que el perfil mostrado se puede considerar constante durante todos los días del año.

4.3.3. Dimensionamiento de la instalación solar térmica.

4.3.3.1. Cálculos de potencia instalada y producción.

Mediante el uso del método f (F-Chart), se definió la cobertura del sistema solar en la Urbanización El Manantial, y se ha calculado la aportación total de calor para abastecer las cargas térmicas y su rendimiento en determinado tiempo.

En el desarrollo de los diferentes cálculos se han utilizado datos mensuales medios meteorológicos, detallando rendimientos y factor de cobertura solar de la instalación solar térmica para ACS y calefacción mediante captadores solares de placa plana.

Para el estudio y análisis del proyecto se ha hecho uso del “Pliego de condiciones técnicas para instalación solar térmica de baja temperatura” del (IDAE, 2009), ya que es ampliamente aceptado para realizar los cálculos suficientemente exactos en las diferentes estimaciones.

Secuencia para los cálculos f (F-Chart).

1. Valoración de las cargas caloríficas para el calentamiento de agua destinada a la producción de ACS o calefacción (ya realizado).
2. Valoración de la radiación solar incidente en la superficie plana del captador (ya realizado).
3. Cálculo del parámetro $D1$.
4. Cálculo del parámetro $D2$.
5. Valoración de la cobertura solar mensual. Determinación de la gráfica f aportada por el sistema de captación solar.
6. Valoración de la cobertura solar anual y formación de tablas de grado de cobertura solar o fracción solar anual F .
7. Determinación de la superficie de captación solar S_c .
8. Cálculo de la producción solar mensual y anual. (IDAE, 2009)

Cálculo del parámetro D1:

El parámetro D1 expresa la relación entre la energía absorbida por la placa del captador (Eames) y la carga calorífica total de calentamiento durante un mes (Demes ACS y Demes CALEF), cuya ecuación es:

$$D1 = \frac{\text{Energía absorbida por el captador}}{\text{Carga Calorífica}} \quad (7)$$

La energía absorbida por el captador (Eames) viene dada por la siguiente ecuación:

$$E_a = S_c \cdot Fr'(\tau\alpha) \cdot R1 \cdot N \quad (8)$$

Donde:

- Eames: energía absorbida por el captador (KWh)
- Sc: superficie del captador (m²)
- R1: radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área (KWh/m²)
- N: número de días del mes
- Fr'(τ α): factor adimensional, que viene dado por la siguiente ecuación:

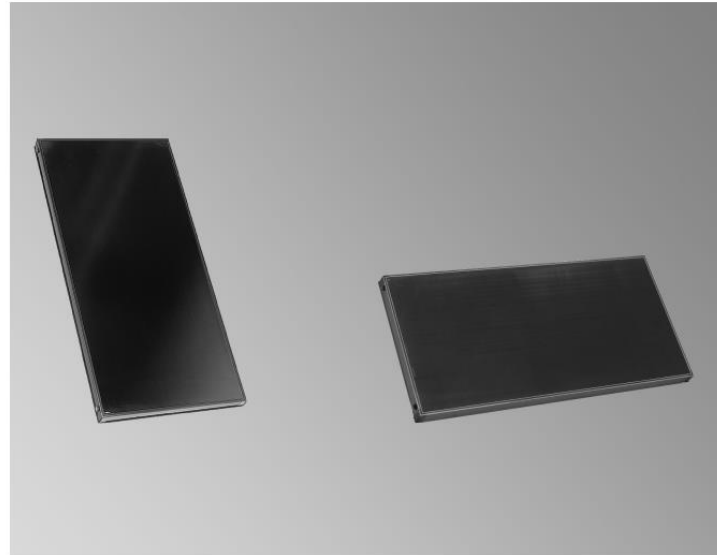
$$Fr'(\tau\alpha) = Fr(\tau\alpha)_n \cdot \tau\alpha/\tau\alpha(n) \cdot Fr'/Fr \quad (9)$$

Donde:

- **Fr(τ α)_n**: factor de eficiencia óptica del captador, es decir, la ordenada en el origen de la curva característica del captador (se extrae de los datos técnicos de los captadores).
- **τ α /τ α (n)**: modificación del ángulo de incidencia. En general se puede tomar como constante 0,96 (superficie transparente sencilla) o 0,94 (superficie transparente doble).
- **Fr'/Fr**: Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda tomar el valor de 0,95. (IDAE, 2009)

En el mercado de hoy se tienen muchas opciones de captadores solares planos, el captador que ofrece la mejor fracción solar y a su vez el mayor rendimiento es el captador Viessman Vitosol 200 FM.

Figura 34. Captador solar plano



VITOSOL 200-FM Modelo SV2F/SH2F

Colector plano para montaje vertical u horizontal, para montaje sobre cubiertas planas e inclinadas, así como para montaje sobre estructura de apoyo. Modelo SH también en fachadas

Nota. (Viessmann Manufacturing, 2022)

Cálculo del parámetro D2:

El parámetro D2 expresa la relación entre las pérdidas de energía en el captador (E_p), para una determinada temperatura, y la carga calorífica (Q_{acs}) de calentamiento durante un mes.

Su cálculo se realiza con la ayuda de la ecuación:

$$D2 = \frac{\text{Energía pérdida por el colector}}{\text{Carga calorífica}} \quad (10)$$

La energía perdida por el colector viene dada por la Ecuación:

$$E_p = S_c \cdot Fr'UL \cdot (100 - T_{amb}) \cdot \Delta t \cdot K1 \cdot K2 \quad (11)$$

Donde:

- **S_c** : superficie del captador (m^2).

- **$Fr'UL$** : pendiente de la curva característica del captador corregida, cuyo valor viene dado por la Ecuación:

$$Fr'UL = FrUL \cdot (Fr' / Fr) \quad (12)$$

Donde:

- **FrUL**: pendiente de la curva propia del captador (coeficiente global de pérdidas del captador), que se obtiene de la hoja de datos técnicos del fabricante.

$$FrUL = \frac{3,20W/(m^2k)}{1000} = 0,0032KW/(m^2k) \quad (13)$$

- (**Fr'/Fr**): Se recomienda usar el valor de 0,95.

- **Tamb**: temperatura media mensual del ambiente (°C).

- **Δt**: periodo de tiempo considerado en segundos (s).

- **K1**: factor de corrección por almacenamiento, que se obtiene a partir de la Ecuación:

$$K1 = [kg \text{ de acumulación}/(75 \cdot S_C)]^{-0.25} \quad (14)$$

- **K2**: factor de corrección ACS, que relaciona la temperatura mínima de ACS, la del agua de red y la media mensual ambiente, según la Ecuación:

$$K2 = 11,6 + 1,18 \cdot T_{acs} + 3,86 \cdot T_r - 2,32 \cdot T_{amb}/(100 - T_{amb}) \quad (15)$$

Donde:

- **Tacs**: temperatura mínima de ACS.

- **Tr**: temperatura del agua de red.

- **Tamb**: temperatura media mensual del ambiente. (IDAE, 2009)

Y tomando los datos obtenidos de K1 y K2, y usando la Ecuación se halla el valor de la energía perdida (Ep) mensualmente por los colectores, que se refleja en la Tabla 27.

Tabla 27. Energía perdida por el colector mensualmente (Epmes)

MES	Sc (m2)	Fr' UL	TAMB	Δt	K1	K2	EPmes (kWh)
Ene	4,18	0,0042	13,6	744,00	0,89097669	0,929213	92538,796
Feb	4,18	0,0042	13,9	672,00	0,89097669	0,9378165	84064,4155
Mar	4,18	0,0042	13,8	744,00	0,89097669	0,934942	92893,8101
Abr	4,18	0,0042	13,8	720,00	0,89097669	0,934942	89897,2356
May	4,18	0,0042	13,9	744,00	0,89097669	0,9378165	93071,3171
Jun	4,18	0,0042	14,1	720,00	0,89097669	0,9435856	90412,5786
Jul	4,18	0,0042	13,8	744,00	0,89097669	0,934942	92893,8101
Ago	4,18	0,0042	14,2	744,00	0,89097669	0,9464802	93603,8382
Sep	4,18	0,0042	13,8	720,00	0,89097669	0,934942	89897,2356
Oct	4,18	0,0042	13,6	744,00	0,89097669	0,929213	92538,796
Nov	4,18	0,0042	13,5	720,00	0,89097669	0,9263584	89381,8926
Dic	4,18	0,0042	13,5	744,00	0,89097669	0,9263584	92361,289

Nota. Elaboración propia.

Por último, con datos e información obtenidos anteriormente procedemos a calcular el parámetro D1 y D2.

Tabla 28. Parámetros D1 y D2 de la instalación

MES	N (días/mes)	TAF	Demes ACS	Demes CALEF.	Eldia (kWh/m2)	Elmes (kWh/m2)	EAmes (kWh)	D1	D2
Ene	31	11.6 °C	31,358 kWh	20,976 kWh	4.79	148.5	42798.115	0.82	1.77
Feb	28	11.9 °C	28,148 kWh	18,828 kWh	4.55	127.3	36683.127	0.78	1.79
Mar	31	11.8 °C	31,229 kWh	20,889 kWh	4.78	148.2	42692.723	0.82	1.78
Abr	30	11.8 °C	30,221 kWh	20,215 kWh	4.58	137.3	39546.230	0.78	1.78
May	31	11.9 °C	31,164 kWh	20,846 kWh	4.93	152.7	44002.085	0.85	1.79
Jun	30	12.1 °C	30,033 kWh	20,089 kWh	4.83	144.9	41753.759	0.83	1.80
Jul	31	11.8 °C	31,229 kWh	20,889 kWh	5.64	174.9	50379.199	0.97	1.78
Ago	31	12.2 °C	30,970 kWh	20,716 kWh	5.52	171.3	49344.034	0.95	1.81
Sep	30	11.8 °C	30,221 kWh	20,215 kWh	4.89	146.7	42266.314	0.84	1.78
Oct	31	11.6 °C	31,358 kWh	20,976 kWh	5.15	159.5	45952.732	0.88	1.77
Nov	30	11.5 °C	30,410 kWh	20,341 kWh	4.99	149.6	43094.353	0.85	1.76
Dic	31	11.5 °C	31,423 kWh	21,019 kWh	4.93	153.0	44071.751	0.84	1.76
AÑO	365	11.8 °C	367,765 kWh	246,000 kWh		1,813.8	522,584	1.42	1.78

Nota. Elaboración propia.

Cálculo de la cobertura solar.

Una vez que se ha obtenido D1 y D2, y haciendo uso de la ecuación se calcula la porción de la carga calorífica mensual que ha sido aportada por el sistema solar térmico y la energía útil que ha sido captada mensualmente con las Ecuaciones mostradas a continuación.

$$f = 1,029 \cdot D1 - 0,065 \cdot D2 - 0,245 \cdot D1^2 + 0,0018 \cdot D2^2 + 0,0215 \cdot D1^3 \quad (16)$$

$$Q_U = f \cdot Q_{acs} \quad \rightarrow \quad f = Q_u / Q_{acs} \quad (17)$$

Donde:

- **Qacs:** Carga calorífica mensual de ACS.

- **Qu:** Carga calorífica útil. (IDAE, 2009)

Tabla 29. Energía absorbida útil por los captadores y su aporte auxiliar

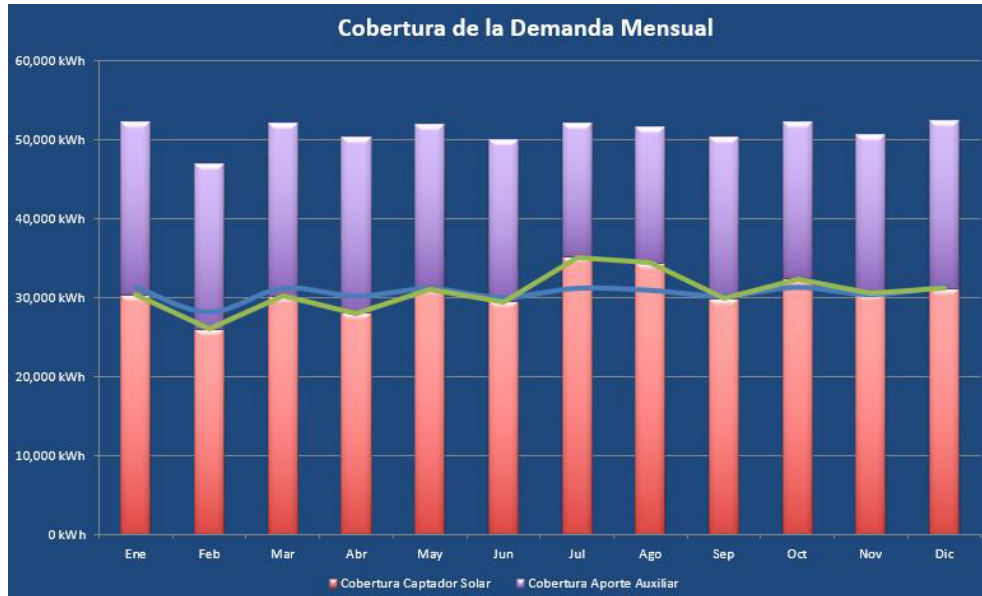
MES	N (días/mes)	Demes ACS	Demes CALEF.	f real	EUmes	APORTE AUXILIAR
Ene	31	31,358 kWh	20,976 kWh	58%	30,359 kWh	21974.9
Feb	28	28,148 kWh	18,828 kWh	55%	26,016 kWh	20960.2
Mar	31	31,229 kWh	20,889 kWh	58%	30,239 kWh	21879.4
Abr	30	30,221 kWh	20,215 kWh	56%	28,064 kWh	22372.6
May	31	31,164 kWh	20,846 kWh	60%	31,085 kWh	20925.0
Jun	30	30,033 kWh	20,089 kWh	59%	29,483 kWh	20640.1
Jul	31	31,229 kWh	20,889 kWh	68%	35,181 kWh	16936.8
Ago	31	30,970 kWh	20,716 kWh	67%	34,421 kWh	17264.2
Sep	30	30,221 kWh	20,215 kWh	59%	29,898 kWh	20539.2
Oct	31	31,358 kWh	20,976 kWh	62%	32,441 kWh	19893.2
Nov	30	30,410 kWh	20,341 kWh	60%	30,520 kWh	20230.2
Dic	31	31,423 kWh	21,019 kWh	60%	31,234 kWh	21208.1
AÑO	365	367,765 kWh	246,000 kWh		368,941	244824 kWh

Nota. Elaboración propia.

En la Gráfica de barras se muestra el aporte frente a la demanda de ACS, calefacción y el aporte auxiliar necesario para cubrir las necesidades del proyecto en mención.

En conclusión, la radiación solar en verano es mayor que en invierno, en dichos meses se cubrirá un mayor porcentaje de la demanda con el aporte auxiliar necesario a base de GLP.

Figura 35. Cobertura de la demanda mensual del proyecto



Nota: Elaboración propia.

4.3.3.2. Cálculos de grado de cobertura de la demanda.

Para determinar el grado de cobertura de la demanda, se analiza bajo la siguiente fórmula:

$$F = \frac{\text{Energía útil anual}}{\text{Demanda ACS anual} + \text{Demanda calefacción anual}} \quad (18)$$

Obteniendo una cobertura de 60,11%.

Tabla 30. Cobertura de la demanda del sistema

F	60.11%
---	--------

Nota. Elaboración propia.

Lo cual demuestra que el dimensionamiento del sistema solar térmico es correcto y abastecerá a las necesidades del conjunto El Manantial tanto de ACS como de calefacción, puesto que existe una simultaneidad del 60%.

4.3.3.3. Dimensionamiento del acumulador.

Al ser requerido inexorablemente un sistema de almacenamiento, el criterio de dimensionamiento del volumen de acumulación se basa en el requisito considerado por la Normativa INEN, el cual indica que se debe cumplir:

$$50 \leq \frac{V}{A_c} \leq 180 \quad (19)$$

En donde:

- V corresponde al volumen del acumulador en litros
- A_c corresponde al área de captación dada en m^2 .

Por lo tanto, se define un volumen total de acumulación de **49.700 L**, considerando un **área de captación de 418 m^2** y una relación $\frac{V}{A_c}$ de **119**.

4.3.4. Esquema de Instalación.

Para tener una mejor comprensión de una instalación solar térmica, para que exista una cobertura total de la demanda, se sectorizaron las instalaciones en un total de 5 sistemas como se observa en la figura 36.

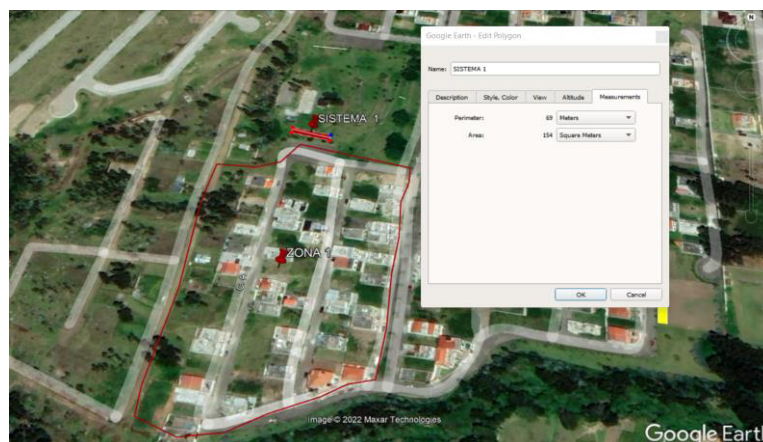
Figura 36. Sistema sectorizado para proyecto solar térmico conjunto Manantial



Nota. Elaboración propia.

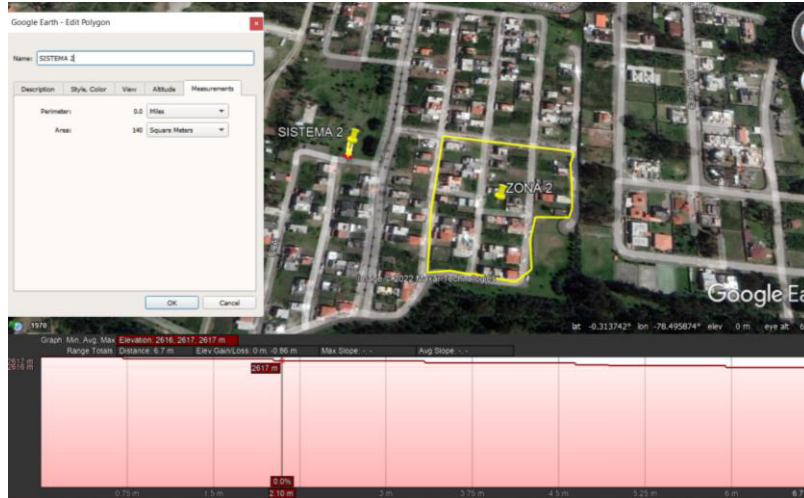
El área ocupada para cada punto será de 130 m² aproximadamente, considerando la disposición de los sistemas de captación de 90 m², acumulación y auxiliar de 40m². Cada sistema abarcará un total de 20 casas y su distribución será como se muestra a continuación.

Figura 37. Primer sistema para proyecto solar térmico urbanización el Manantial



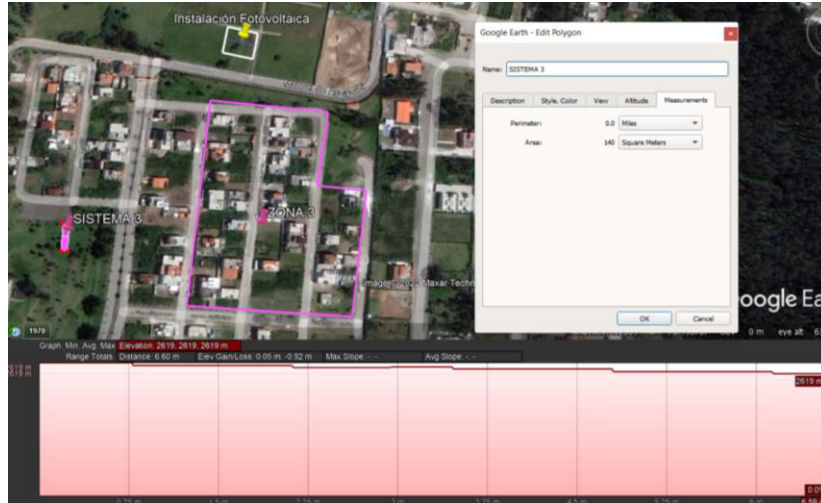
Nota. Elaboración propia.

Figura 38. Segundo sistema para proyecto solar térmico urbanización el Manantial



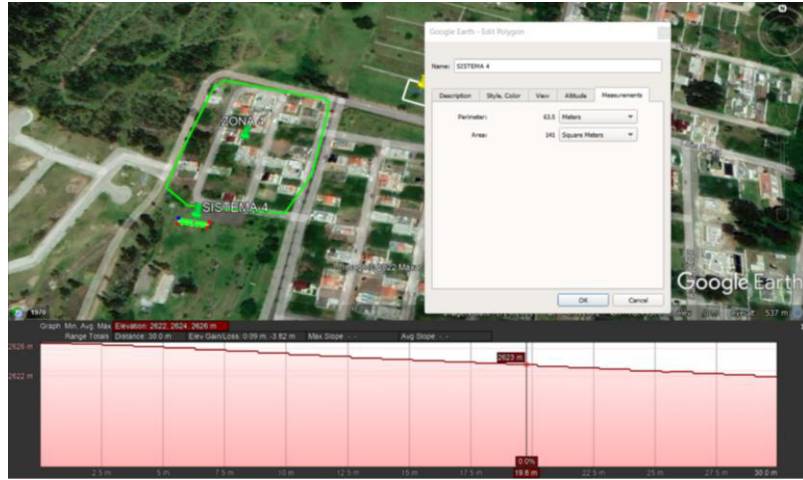
Nota. Elaboración propia.

Figura 39. Tercer sistema para proyecto solar térmico urbanización el Manantial



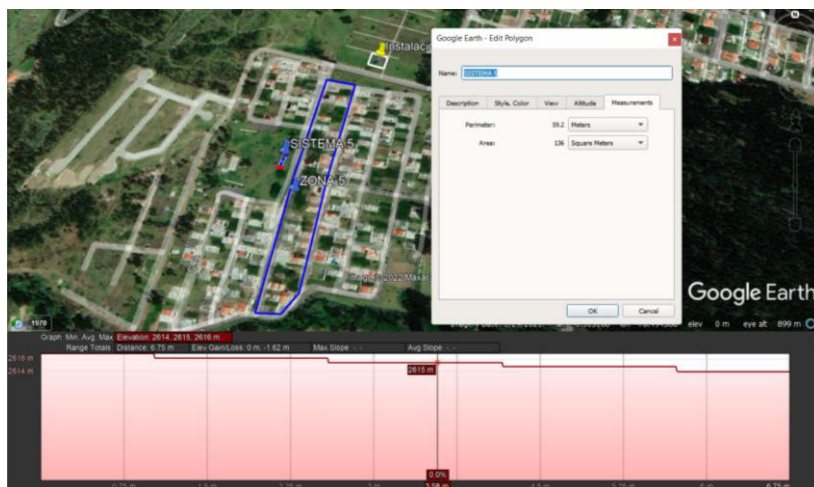
Nota. Elaboración propia.

Figura 40. Cuarto sistema para proyecto solar térmico urbanización el Manantial



Nota. Elaboración propia.

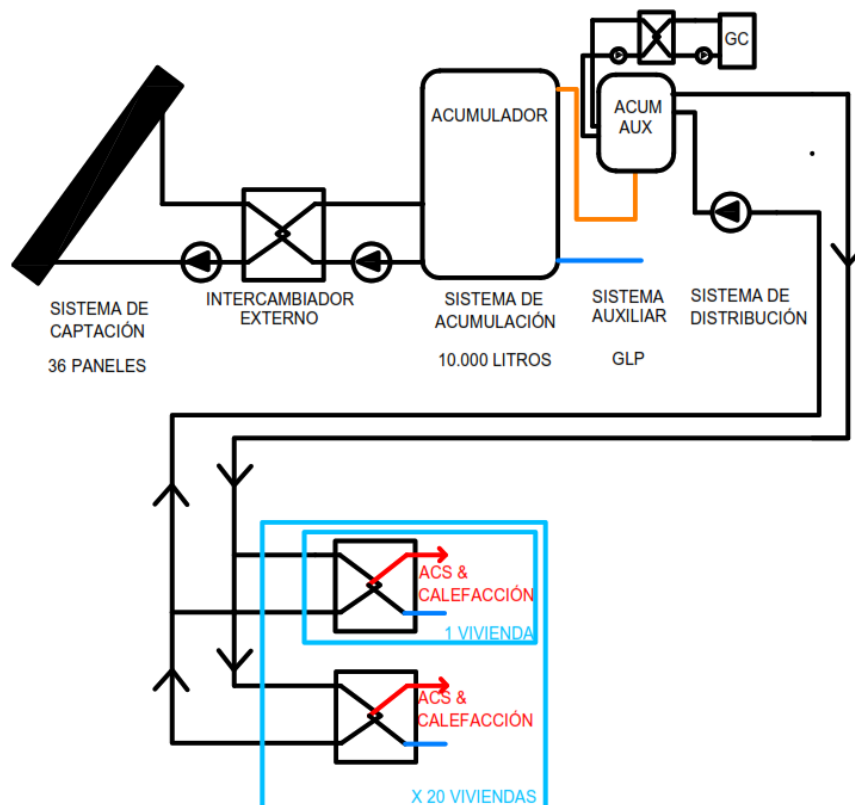
Figura 41. Quinto sistema para proyecto solar térmico urbanización el Manantial



Nota. Elaboración propia.

Cada uno de los 5 sistemas que abastecerán la demanda de ACS y calefacción del Conjunto “El Manantial”, se encuentra compuesto como se puede apreciar en la Figura 42.

Figura 42. Representación de una instalación solar térmica centralizada



Nota. Elaboración propia.

Entre los sistemas mostrados, se puede indicar que sus principales funciones son:

- **Sistema de Captación.** – Cumple la función principal es transformar la radiación solar que incide en energía térmica, permitiendo el flujo en un circuito continuo primario del fluido de trabajo, en el caso del presente proyecto, cada sistema tendrá en total 36 paneles solares de placa plana.

- **Sistema de Intercambio.** – Cumple la función de transferir el calor entre los circuitos que interactúan. Este sistema de intercambio permite efectuar directamente la transferencia entre el circuito primario y el circuito secundario.
- **Sistema de Acumulación.** – Ayuda al almacenamiento de la energía térmica utilizando la acumulación de calor sensible en un fluido. Este nos ayuda a tener energía disponible en el momento preciso para su uso, en el presente proyecto, al determinarse 5 zonas en total, el acumulador de cada sistema tendrá una capacidad de 10.000 litros.
- **Sistema de Apoyo.** – Provee de energía auxiliar procedente de gas GLP, para abastecer la temperatura requerida por el sistema cuando el sistema solar térmico no la provea.
- **Sistema de Distribución.** – Su función principal es transportar la energía a las distintas viviendas, creando el efecto “*district heating*”, está constituido por tuberías, válvulas, bombas, etc. En el presente proyecto, el abastecimiento de cada sistema será para un total de 20 viviendas.
- **Sistema de consumo por vivienda:** Está compuesto por un intercambiador por cada vivienda, con el objeto de personalizar el consumo, de modo que no pase todo el caudal del sistema centralizado por una sola vivienda.
- **Sistema de Control.** – Su función principal es encargarse de interacciones electromecánicas requeridas para el funcionamiento y protección adecuada de todos los sistemas en conjunto

4.3.4.1. Paneles solares de placa plana.

Uno de los principales componentes u equipos del sistema son los paneles solares, para el caso de este proyecto se emplearán de la tecnología de placa plana, para lo cual se ha seleccionado el modelo **VITOSOL 200-FM SV 2F del fabricante VIESSMANN**, del cual se presentan sus características técnicas en la Figura 43.

Figura 43. Datos técnicos del panel de placa plana VITOSOL 200-FM SV 2F

Datos técnicos		
Los colectores solares Vitosol 200-FM, protegen las instalaciones solares por sí mismas, sin necesidad de accesorios adicionales ni vaciados, gracias a las propiedades ópticas del exclusivo recubrimiento selectivo ThermProtect, patentado por Viessmann.		
Datos técnicos		
Modelo		SV2F
Superficie bruta (dato necesario a la hora de solicitar subvenciones)	m ²	2,51
Superficie de absorción	m ²	2,32
Superficie de apertura	m ²	2,33
Distancia entre colectores	mm	21
Dimensiones		
Anchura	mm	1056
Altura	mm	2380
Profundidad	mm	90
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie de apertura:		
– Rendimiento óptico	%	81,6
– Coeficiente de pérdida de calor k_1	W/(m ² · K)	4,383
– Coeficiente de pérdida de calor k_2	W/(m ² · K ²)	0,022
Capacidad térmica	kJ/(m ² · K)	4,9
Peso	kg	41
Volumen de fluido (medio portador de calor)	Litros	1,83
Presión de servicio adm. (consultar el capítulo "Depósito de expansión solar")	bar/MPa	6/0,6
Máx. temperatura de inactividad del colector	°C	145
Capacidad de producción de vapor		
– Posición de montaje favorable	W/m ²	0
– Posición de montaje desfavorable	W/m ²	0
Conexión	Ø mm	22
Datos técnicos para determinar la clase de eficiencia energética (etiqueta ErP)		
Modelo		SV2F
Superficie total	m ²	2,33
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie total:		
– Rendimiento del colector η_{col} , con una diferencia de temperatura de 40 K	%	54
– Rendimiento óptico	%	75,7
– Coeficiente de pérdida de calor k_1	W/(m ² · K)	4,069
– Coeficiente de pérdida de calor k_2	W/(m ² · K ²)	0,020
Factor de corrección de ángulo IAM		0,89
¡Importante! gracias al tratamiento selectivo ThermProtect, con autolimitación de temperatura, no es necesario instalar aerotermos o cualquier otro tipo de disipación de temperatura.		
Modelo		SV2F
Posición de montaje (consultar la siguiente figura)		(A), (C), (D)

Nota. (Viessmann Manufacturing, 2022)

La ficha técnica del panel se encuentra adjunta en la sección apéndices.

4.3.4.2. Acumuladores.

Al ser el volumen de **acumulación total de 49.700 litros** para el abastecimiento total de la demanda del conjunto “El Manantial”, se ha sectorizado en un total de **5 instalaciones**, por lo cual, **cada una** de ellas contará con un acumulador de **10.000 litros**, esto conlleva la compra del acumulador bajo pedido de compra especial con los fabricantes del área.

Fabricantes propuestos:

- LAPESA GRUPO EMPRESARIAL.
- LLOGRIL.

El material de los acumuladores podrá elegirse entre las dos opciones de:

- Acero con recubrimiento vitrificado.
- Acero inoxidable.

La instalación de los acumuladores será:

- Sobre el piso.

4.3.5 Presupuesto de ejecución de la instalación.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN CONSTRUCCIÓN DE PLANTA SOLAR-TÉRMICA URB. EL MANANTIAL

Tabla 31. Presupuesto de instalación solar térmica

RESUMEN DE PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	
SUBTOTAL SISTEMA DE CAPTACIÓN	\$260,00
SUBTOTA SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	\$100,00
SUBTOTAL CONEXIONES, MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA	\$90,00
SUBTOTAL REGULACIÓN	\$50,00
TOTAL PRESUPUESTO INSTALACIÓN DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	\$500,00

Nota. Elaboración propia.

4.3.6. Cálculo básico del periodo de retorno simple de la inversión.

Para el cálculo del periodo de retorno simple de la inversión análisis básico de se han tomado las siguientes consideraciones:

Demanda total de energía anual es de 368.941 kWh energía que la planta debe cubrir tanto para ACS y calefacción.

Inversión del proyecto de 209.000 USD, tomando el coste de instalación de colectores de placa plana centralizado del mercado actual de 500 USD y el área para su instalación de 418 m² y el mantenimiento de la planta centralizada de 500 USD el día por 7 días serian 3500 USD al año, dando una inversión total de 212.500 USD.

Ahora tomando como base el precio de venta actual del GLP sin subvención en el país de 20 USD el tanque de 15 kg, se ha determinado en 0,09 USD/KWh, el valor tomado en referencia para el propósito del cálculo, este valor viene dado de la conversión de los 15Kg a kWh tomando en cuenta que el GLP corresponde a una mezcla entre propano y butano, tenemos un factor de conversión de 1 kg de GLP = 13,385 kWh.

Si las viviendas usaran GLP para satisfacer la demanda energética de ACS y calefacción pagarían al año un total de 55.239 USD.

Pues bien, ahora las viviendas optan por la opción del proyecto solar térmico, teniendo los siguientes resultados de retorno de la inversión de 209.000 USD más mantenimiento:

Tabla 32. Cálculo del tiempo de retorno simple de la inversión

AÑO	COSTE INVERSION SOLAR TERMICA USD	COSTE MANTENIMIENTO USD	VENTA GLP USD/KWH	DEMANDA ENERGIA ANUAL KWH	COSTE ANUAL GLP USD	INVERSION SOLAR TERMICA VS GLP USD
1	209.000	3.500	0,09	613.765	58.739	-150.261
2		3.500			120977,7	-88.022
3		3500			179716,55	-29.283
4		3500			238455,4	29.455

Nota. Elaboración propia.

Si se compara el coste de inversión de 209.000 USD más mantenimiento anual que nos costaría implementar el proyecto solar térmico, contra el costo anual de 55.239 USD al usar GLP sin subvención para ACS y calefacción, vemos que al **año 4** de usar GLP ya estaríamos por sobre el coste de inversión que nos tomaría el proyecto solar térmico por encima de 29.455 USD.

Es decir, si iríamos por el proyecto solar térmico en 4 años estaríamos obteniendo ya un ahorro de 29.455 USD lo que le convierte en un proyecto muy atractivo para implementar.

Cabe mencionar que los datos analizados en el presente apartado son de carácter referencial, y cumplen la finalidad de demostrar al lector un análisis básico. En los capítulos siguientes, se estudiará con un mayor detalle el análisis de rentabilidad de la tecnología solar térmica.

4.4. Estudio comparativo de generación solar termoeléctrica vs. Solar fotovoltaica.

La energía solar termoeléctrica se presenta como una alternativa de generación eléctrica sin duda revolucionaria en los siguientes años, esto debido a que promete gestionabilidad gracias a las posibilidades de almacenamiento de la misma, en la actualidad existen 4 tipos de tecnologías siendo estos los sistemas CCP (Centrales con Concentradores Cilindro Parabólicos), RSC (Centrales con Receptor Solar Central), LFR (Central Fresnel) y Centrales de Discos Parabólicos, siendo las primeras las más comunes y con mayor potencia instalada en el mundo. Es importante resaltar además que todas estas tecnologías aprovechan únicamente la radiación solar directa o también conocida como DNI, y que su funcionamiento se basa en el conocido Ciclo de Rankine, en donde existe una variación al sustituir la tradicional caldera por el campo solar.

Los sistemas CCP y RSC, poseen los siguientes elementos:

- Campo solar.
- Isla de potencia.
- Intercambiadores de calor.
- Sistema de almacenamiento (opcional).
- Sistema auxiliar (Común en sistemas antiguos y actualmente en proceso de eliminación para las nuevas centrales).

Sin embargo, en el presente estudio se analizará una **instalación solar termoeléctrica sin almacenamiento, con tecnología cilindro-parabólica y sin sistema auxiliar**, con el objeto de comparar el precio de venta de esta energía en el mismo período de retorno que la instalación solar fotovoltaica analizada en el apartado 4.2.

4.4.1. Campo solar máximo a instalar y potencia de la turbina de vapor asociada.

Los cálculos del campo solar máximo a instalar, así como la potencia de la turbina de vapor asociada al sistema son requeridos para el cálculo de producción anual de la planta, y se han obtenido conforme se observa en la Tabla 33.

Tabla 33. Datos para el cálculo de producción de la central solar termoeléctrica

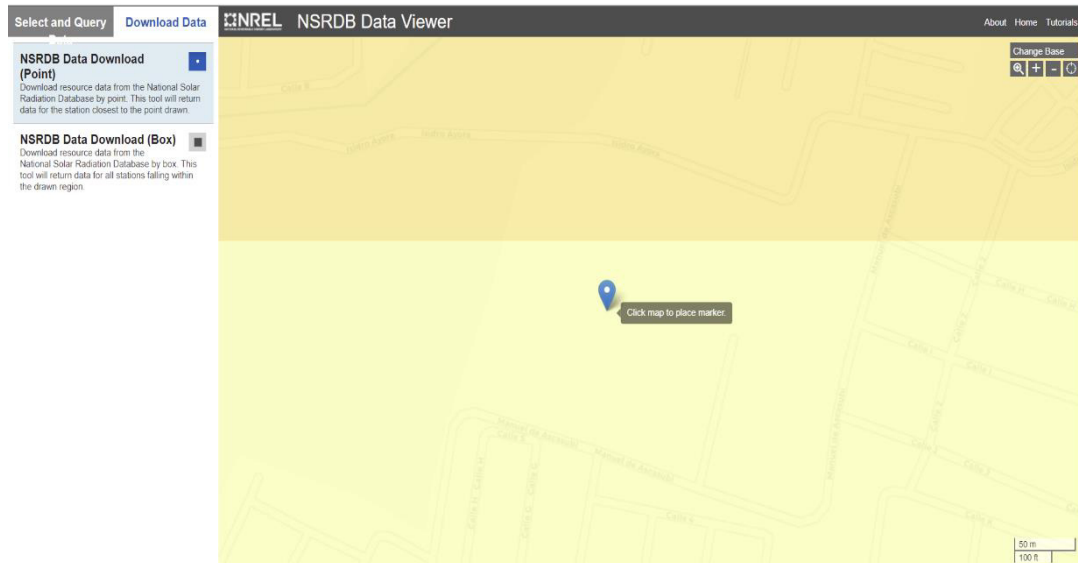
DATOS PARA EL CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE LA CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA			
Datos	Cantidad	Unidad	Observación
Área disponible, A.	10	Ha	Área máxima determinada para la ubicación de la central solar termoeléctrica.
Potencia eléctrica de la turbina de vapor asociada al sistema	3.33	MW	Considerando un ratio de 150 Ha → 50 MW y el área disponible de 10 Ha.
Potencia eléctrica de la turbina de vapor asociada al sistema	3	MW	Valor redondeado.
Rendimiento eléctrico de la instalación, n.	30	%	Valor definido para el estudio.
Ratio de la superficie colectora con respecto a la superficie total, R.	25	%	Valor definido para el estudio.

Nota. Elaboración propia.

4.4.2. Cálculos de la producción anual del sistema.

Para determinar la producción del sistema, es indispensable la obtención de la radiación solar directa DNI del emplazamiento, para ello se ha utilizado la herramienta web de NREL Data Viewer.

Figura 44. Obtención de datos de DNI del emplazamiento mediante NREL Data Viewer



Nota. Elaboración propia.

Una vez descargada la información, se aplican los datos obtenidos en el inciso anterior, de la siguiente manera:

$$DNI - E = DNI * n \quad (20)$$

Donde:

- DNI-E: DNI eléctrico en $\frac{W}{m^2}$.
- DNI: Radiación directa, obtenido de NREL Data Viewer.
- n: Rendimiento eléctrico, de 30 %.

$$Producción\ bruta = \frac{DNI-E * A * R}{1000} \quad (21)$$

Donde:

Producción bruta: Producción bruta en kW/m^2 por cada hora.

A: Área disponible para la instalación en m^2

R: Ratio de superficie colectora con respecto a la superficie total, de 25%

A continuación se muestra el método para el cálculo de la producción, considerando los datos de DNI, como se muestra en la Tabla 34, el análisis de las horas del primer día del mes de enero del año 2020, método aplicado para todos los días del año con la finalidad de obtener la producción total anual, resaltando que **se ha limitado la producción a un máximo de 3 MW, valor de la potencia nominal de la central.**

Tabla 34. Cálculo de la producción anual de la planta solar termoeléctrica

CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE LA CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA EN QUITO ECUADOR									
FUENTE	LOCALIZACIÓN	CIUDAD	PROVINCIA	PAÍS	LATITUD	LONGITUD	CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN		
NSRDB	1100417	QUITO	PICHINCHA	ECUADOR	-0.31	-78.5			
AÑO	MES	DÍA	HORA DEL DÍA	MINUTOS	DHI	DNI	DNI ELÉCTRICO w/m2	PRODUCCIÓN BRUTA w/m2	PRODUCCIÓN BRUTA MÁX 3MW w/m2
2020	1	1	0	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	1	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	2	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	3	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	4	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	5	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	6	30	5	0	0	0	0
2020	1	1	7	30	28	0	0	0	0
2020	1	1	8	30	85	0	0	0	0
2020	1	1	9	30	143	7	2.1	52.5	52.5
2020	1	1	10	30	335	28	8.4	210	210
2020	1	1	11	30	476	84	25.2	630	630
2020	1	1	12	30	316	26	7.8	195	195
2020	1	1	13	30	280	24	7.2	180	180
2020	1	1	14	30	251	19	5.7	142.5	142.5
2020	1	1	15	30	227	32	9.6	240	240
2020	1	1	16	30	34	0	0	0	0
2020	1	1	17	30	40	2	0.6	15	15
2020	1	1	18	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	19	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	20	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	21	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	22	30	0	0	0	0	0
2020	1	1	23	30	0	0	0	0	0

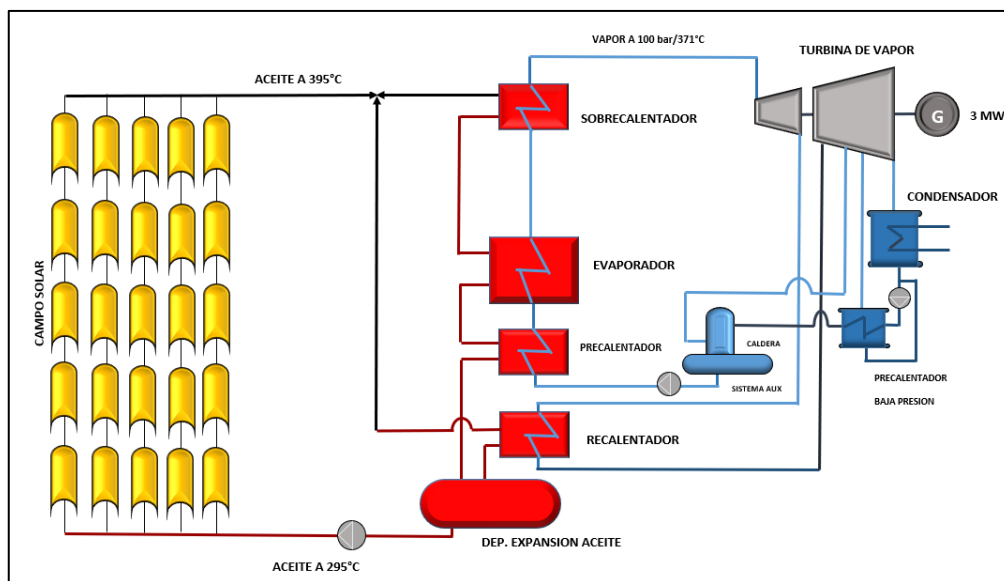
Nota. Elaboración propia.

Para obtener la **producción anual** se suma la columna de PRODUCCIÓN BRUTA MÁX del fichero Excel de la Tabla 34, obteniendo un valor de **6.7 GWh/año.**

4.4.3. Esquema de la instalación.

A continuación, se puede observar en la Figura 45, el esquema de la instalación, en donde se puede apreciar que el mismo consiste en el conocido Ciclo de Rankine en donde se ha substituido el tradicional foco caliente por el campo solar.

Figura 45. Esquema de la instalación solar termoeléctrica de 3 MW



Nota. Elaboración propia.

4.4.4. Determinación del precio de venta de energía.

La finalidad de este apartado consiste en obtener el precio de venta de energía a la red considerando el mismo tiempo de retorno de la inversión obtenido en el apartado de energía solar fotovoltaica, para ello se deberán obtener varios datos previamente como se muestra a continuación en la Tabla 35.

Tabla 35. Cálculos para determinar el precio de venta de energía en kWh del sistema solar termoeléctrico

CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA EN kWh DEL SISTEMA SOLAR TERMOELÉCTRICO			
Datos	Cantidad	Unidad	Observación
PRODUCCIÓN	6.7	GWh	Producción anual de la planta.
PR	5	años	Periodo de retorno de la inversión, igual al obtenido en apartado de energía solar fotovoltaica.
INVERSIÓN	\$7,500,000.00	USD	Obtenido al aplicar: \$2500,00/kW*3000 kW
COSTOS O&M	\$ 412,500.00	USD	Obtenido al aplicar: COSTOS O&M= (N*Salario anual) *1,50 N=Cantidad personal sala control + Cantidad personal campo Cantidad personal sala control= 5 personas Cantidad personal campo= 6 personas Salario anual= \$25000,00/ persona Factor por gastos varios de operación= 1.5
COSTOS ALQUILER	\$10,000.00	USD	Considerando un costo de alquiler de \$1.000/Ha.
COSTOS TOTALES	\$ 422,500.00	USD	Obtenido al aplicar: COSTOS TOTALES=COSTOS DE O&M + COSTOS DE ALQUILER

Nota. Elaboración propia.

Para obtener el precio de venta se deberán aplicar las siguientes fórmulas:

$$PR = \frac{INVERSIÓN}{MARGEN BRUTO} \quad (22)$$

$$MARGEN BRUTO = INGRESOS - COSTOS TOTALES \quad (23)$$

$$INGRESOS = PRODUCCIÓN * PRECIO DE VENTA USD/kWh \quad (24)$$

Por lo que al reemplazar (24) en (23) y a su vez en (22), se obtiene:

$$PR = \frac{INVERSIÓN}{(PRODUCCIÓN * PRECIO DE VENTA USD/kWh) - COSTOS TOTALES} \quad (25)$$

Y al despejar la incógnita que es el precio de venta, se obtiene:

$$PRECIO DE VENTA USD/kWh = \frac{INVERSIÓN + COSTOS TOTALES}{PR * PRODUCCIÓN} \quad (26)$$

Aplicando los valores calculados, se obtiene:

$$PRECIO DE VENTA USD/kWh = \frac{7'500.000,00 USD + 422.500,00 USD}{5 * 6.7 * 1000000 kWh} \quad (27)$$

$$PRECIO DE VENTA = 0.24 USD/kWh$$

Por lo que haciendo un comparativo del precio de venta de energía solar termoeléctrica versus el precio de venta de la energía solar fotovoltaica que se estableció en 0.09 USD/kWh, ambos sistemas con un mismo periodo de retorno, se concluye que la energía solar termoeléctrica debe mejorar sus costos de implementación para ser más competitiva en el sector eléctrico.

5. CARACTERIZACIÓN PRELIMINAR DE LAS FASES PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO

5.1. El desarrollo de los proyectos de energías renovables.

Los proyectos de energías renovables se caracterizan por el gran impacto que causan en el sector energético y en la sociedad una vez que han alcanzado su éxito y entregan energía limpia, no obstante, para alcanzar dicho punto, cada uno de aquellos proyectos ha atravesado un gran proceso, desde su desarrollo, financiamiento, construcción, puesta en marcha y operación, es por ello que el presente apartado tiene como finalidad dar a conocer al lector cada una de estas etapas y su relevancia.

5.2. Consideraciones para la Fase de Promoción del Proyecto.

5.1.1. Inversión total del proyecto.

El desarrollo de cualquier proyecto energético implica una gran inversión, por lo que es importante garantizar que la misma obtenga resultados favorables, es decir que sea rentable.

Dentro de las primeras instancias del desarrollo de un proyecto de energías renovables, se encuentra la etapa de promoción, la cual implica los costos a cubrir por trámites administrativos y no administrativos conocidos como *Development Expenditures* o **DEVEX**, esta etapa tiene como finalidad la obtención del Ready To Build de un proyecto o RtB que es el habilitante para dar inicio a la construcción del proyecto.

La etapa de construcción por su parte abarca los costos directos e indirectos del proyecto, conocidos como *Capital Expenditures* o **CAPEX**, y culmina al poner en servicio el proyecto mediante el *Commercial Operation Date* o COD.

La inversión total por tanto, será la suma de los valores de DEVEX y CAPEX del proyecto.

5.1.1.1. Promoción del proyecto solar fotovoltaico y su DEVEX.

La promoción de un proyecto de energías renovables consiste en primer lugar en demostrar su viabilidad, esto quiere decir que el emplazamiento elegido deberá tener el recurso renovable suficiente para su aprovechamiento, no deberá tener restricciones ambientales, y deberá disponer de un punto de conexión cercano con capacidad disponible o en proceso de ampliación de capacidad en caso de que no se cuente con ella en el instante de su análisis, al analizar todos los costos que implican desarrollar el proyecto, se obtiene el **presupuesto DEVEX detallando las partidas que lo conforman**.

Usualmente, esta labor es realizada por empresas especialistas en el área, y como ha de suponerse, para la elección de un emplazamiento que contenga los parámetros antes

mencionados, estas empresas también conocidas como desarrolladoras habrán apostado por varias alternativas, de las cuales una tendrá éxito.

Es por ello que se plantean modelos de **Contratos Con Fee a Éxito**, en los cuales, los pagos al desarrollador se realizan con el cumplimiento de hitos establecidos por ambas partes, es importante resaltar que el valor a pagar al desarrollador es aproximadamente **1.75 veces superior al DEVEX**, puesto que implica para el desarrollador un mayor riesgo, lo cual se traduce en un mayor costo para el dueño del proyecto, dicho costo adicional es compensatorio para el desarrollador por la inversión de sus recursos en las alternativas varias que tuvo que analizar para alcanzar el éxito.

Para el caso del presente proyecto, se presentan dos modelos de contrato para la obtención del RtB de la instalación solar fotovoltaica en beneficio de los miembros de la Urbanización El Manantial.

5.1.1.2. Presupuesto DEVEX.

La Tabla 36, describe las partidas que conforman el presupuesto de promoción del proyecto solar fotovoltaico o **DEVEX** y sus respectivos valores, obteniendo **un total de \$20.000,00** (VEINTE MIL DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA), por la ejecución del desarrollo del proyecto solar fotovoltaico **considerando la modalidad por partidas.**

Tabla 36. Presupuesto De Promoción Del Proyecto DEVEX

Presupuesto de Promoción del Proyecto DEVEX	
Costos Comerciales, legales y jurídicos	\$ 3,000.00
Nómina de colaboradores	\$ 3,600.00
Ingeniería básica, tramitación y analíticas	\$ 8,500.00
Licencias (% sobre CAPEX: 4% ICIO+ 2% Lic. Urban+1% Tasas)	7%
Tiempo legalización (meses)	6
Obtención terrenos y/o expediente expropiación línea conexión.	\$ 1,600.00
Negociación con propietarios de terrenos para alquiler	\$ 800.00
Otros adicionales	\$ 2,500.00
TOTAL	\$ 20,000.00

Nota. Elaboración propia.

Dichos valores parten de las consideraciones descritas a continuación.

Costos Comerciales, legales y jurídicos. - Conlleva todo trámite administrativo para la constitución legal de la organización, en este caso de los miembros de la Urbanización El Manantial y todos sus habilitantes tanto comerciales como de existencia legal.

Nómina de colaboradores. - Pago de honorarios del equipo desarrollador, en él se contempla un periodo de 6 meses de trabajo de profesionales de ingeniería y de administración.

Ingeniería básica, tramitación y analíticas. – Proyecto de Ingeniería para el trámite de factibilidad de conexión del proyecto, engloba su desarrollo y aprobación.

Obtención terrenos y/o expediente expropiación línea conexión. – Esta partida considera la socialización y obtención del expediente de propietarios de los terrenos que atravesará la línea de transmisión y el presupuesto de indemnizaciones.

Negociación con propietarios de terrenos para alquiler. - Comprende la negociación con los propietarios del terreno en donde se ubicará la planta para obtener el contrato de alquiler.

Otros adicionales. - Costos adicionales no contemplados en las partidas inicialmente pero necesarios para la obtención del RtB del proyecto.

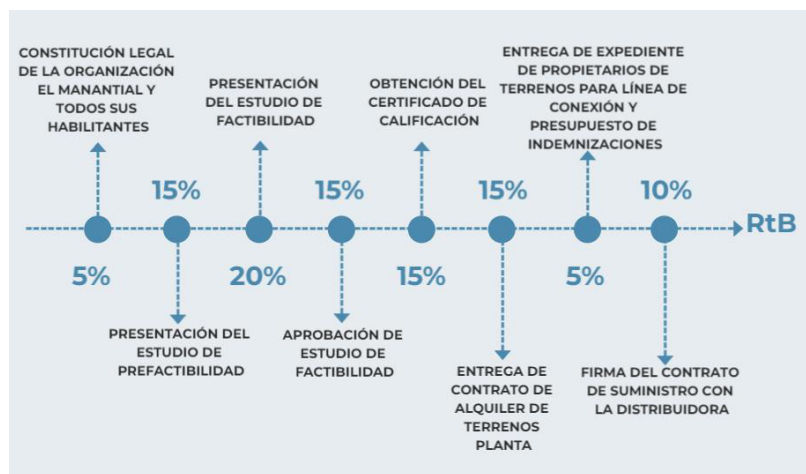
Licencias - Se establece un porcentaje del CAPEX del 7% para cubrir costos de licencias de carácter municipales, tasas e impuestos de construcción.

Tiempo legalización. - Se ha considerado un tiempo de 6 meses.

5.1.1.3. Contrato de desarrollo con Fee a Éxito por hitos.

Bajo la modalidad de **contrato con Fee a Éxito**, se establece su costo en **1.75 veces el valor del DEVEX** obteniendo un total de **\$35.000,00** (TREINTA Y CINCO MIL DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA), con una **forma de pago en porcentajes, conforme el cumplimiento de hitos**, como indica la Figura 46.

Figura 46. Hitos del contrato de desarrollo con Fee a Éxito



Nota. Elaboración propia.

5.1.1.4. Contrato para el desarrollo del proyecto solar fotovoltaico.

Para llevar a cabo el desarrollo del proyecto, se tendrán que considerar varios aspectos y así llegar a definir la modalidad de su ejecución; a modo de resumen se concluye que al realizar el desarrollo **por partidas será un total de \$20.000,00 (DEVEX)**, no obstante esto **implica al dueño del proyecto, mantener personal de planta** dedicado a estas actividades.

Por su parte, hacerlo mediante un **contrato Fee a Éxito con un tercero, el costo será \$35.000,00**, lo cual es **1.75 veces el DEVEX**, sin embargo, la **forma de pago será por hitos**, esta elevación de costo se fundamenta en que el desarrollador asume un mayor riesgo que es el fracaso en cualquiera de las etapas.

Cabe mencionar que, llevarse a cabo un contrato con Fee a Éxito, el dueño del proyecto exigirá al desarrollador la presentación de garantía, esta será:

Garantía de fiel cumplimiento de contrato. - Por un valor asegurado igual al monto del contrato con vigencia hasta la recepción del contrato, es decir obtención del RtB.

5.2. Consideraciones para la Financiación del proyecto.

5.2.1. Evolución temporal del dinero.

5.2.1.2. Tasas de proyección.

Son las tasas empleadas para proyectar las cifras de producción a futuro durante los años de vida útil del proyecto, se establecen considerando varios factores como la inflación aplicable al país en donde se desarrolla el proyecto y principalmente las tendencias de mercado cada una de las partidas que comprende el CAPEX, pudiendo tener cada partida una tasa distinta de las otras.

5.2.1.3. Tasa de descuento WACC.

De forma análoga a las tasas de proyección, es la tasa para representar el dinero proyectado en tiempo presente, sus siglas significan *Weighted Average Capital Cost* **WACC**, o Coste Promedio Ponderado del Capital, y en ella engloba la tasa de descuento, esta podrá ser igual a la rentabilidad que el dueño del proyecto desea del activo en caso de financiamientos totales por parte del dueño del proyecto, o puede ser ponderada en caso de darse un financiamiento por parte de una entidad bancaria en un porcentaje y por fondos propios en otro porcentaje.

Para los casos de WACC ponderada, una parte de ella será la tasa activa del banco que ha financiado el proyecto

Para el caso de los proyectos a analizar, se ha establecido la tasa máxima de financiamiento exigida por el banco que emite el préstamo de la siguiente manera como se indica en la Tabla 37.

Tabla 37. Tasa máxima por financiamiento exigida por entidad bancaria para determinación de la WACC

TASA MÁXIMA DE INTERÉS PARA FINANCIAMIENTOS POR ENTIDADES BANCARIAS PARA DETERMINACIÓN DE WACC/COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL	
Tasa máxima por financiamiento en el segmento productivo Empresarial	9,89%

Nota. Elaboración propia.

Esta tasa máxima determinada para el financiamiento del proyecto se fundamenta en las tasas de interés del mes de mayo de 2022 emitidas por el Banco Central del Ecuador BCE, y esto se puede apreciar en la Figura 47.

Figura 47. Tasas de interés activas en mayo 2022

Tasas de Interés			
Junio 2022*			
1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO			
Tasas Referenciales		Tasas Máximas*	
Tasa Activa Efectiva Referencial para el segmento:	% anual	Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento:	% anual
Productivo Corporativo	7,11	Productivo Corporativo	8,86
Productivo Empresarial	8,94	Productivo Empresarial	9,89
Productivo PYMES	10,25	Productivo PYMES	11,26
Consumo	15,96	Consumo	16,77
Educativo	8,86	Educativo	9,50
Educativo Social	5,49	Educativo Social	7,50
Vivienda de Interés Público	4,99	Vivienda de Interés Público	4,99
Vivienda de Interés Social	4,98	Vivienda de Interés Social	4,99
Inmobiliario	9,27	Inmobiliario	10,40
Microcrédito Minorista	19,59	Microcrédito Minorista	28,23
Microcrédito de Acumulación Simple	20,36	Microcrédito de Acumulación Simple	24,89
Microcrédito de Acumulación Ampliada	19,61	Microcrédito de Acumulación Ampliada	22,05
Inversión Pública	8,35	Inversión Pública	9,33

Nota. (BCE, 2022)

Las tasas de descuento WACC para el análisis de rentabilidad de los proyectos de energía solar fotovoltaica y energía solar térmica, serán calculadas en los siguientes apartados conforme los escenarios a estudiar, tomando siempre en consideración la tasa de interés de 9.89% para los casos de financiamiento a través de terceros.

5.3. Consideraciones para la construcción del proyecto.

5.3.1. Construcción del proyecto solar fotovoltaico y su CAPEX.

Los costos CAPEX en la urbanización El Manantial corresponderán a los costos de construcción y/o instalación del proyecto solar fotovoltaico. Entre estos costos se contempla la obra civil, instalación y compra de equipos requeridos, montaje y suministro de líneas de transmisión, ingeniería requerida, fiscalización, estudios de impacto ambiental, entre otros. Para su obtención se utilizaron costos referenciales y de los análisis realizados previamente en el desarrollo del sistema fotovoltaico.

En la Tabla 38 se muestra el CAPEX para la instalación solar térmica en la Urbanización El Manantial.

Tabla 38. CAPEX proyecto solar fotovoltaico

CAPEX PROYECTO SOLAR FOTOVOLTAICO				
	Partidas	Costo por Wp	Potencia instalada Wp	Total
1	Planta solar fotovoltaica			
1.1	Obra civil planta	0.09	155000	\$13,950.00
1.2	Suministro materiales campo solar	1.14	155000	\$176,700.00
1.3	Montaje electromecánico planta	0.20	155000	\$31,000.00
2	Sistema de transmisión			
2.1	Obra civil línea y subestación			\$12,000.00
2.2	Montaje electromecánico línea y subestación			\$15,000.00
2.3	Suministro línea de transmisión y subestación			\$20,000.00
3	Comisionamiento y puesta en marcha			\$8,000.00
4	Prevención de riesgos laborales			\$6,800.00
5	Medidas ambientales			\$3,500.00
6	Fiscalización y coordinación			\$7,200.00
7	Garantías			
7.1	Seguro todo riesgo construcción			\$8,000.00
7.2	Seguro de accidentes personales			\$3,000.00
Total				\$305,150.00

Nota. Elaboración propia.

Cada una de las partidas comprende lo siguiente.

Planta solar fotovoltaica. – Abarca el suministro y mano de obra tanto civil como electromecánica, esto comprende los módulos fotovoltaicos, inversores fotovoltaicos, estructuras de soporte, trackers, instalación de módulos e inversores, cableado CC y AC en BT requeridos para el proyecto en la Urbanización El Manantial.

Sistema de transmisión. – Corresponde al suministro, mano de obra civil y electromecánica para el suministro e instalación de líneas de transmisión, subestación y la monitorización medida TTR en la Urbanización El Manantial.

Comisionamiento y puesta en marcha. – Pruebas y puesta en marcha de la planta solar fotovoltaica.

Prevención de riesgos laborales. – Supervisión y control durante la ejecución de la obra por un profesional encargado de Seguridad y Salud en el Trabajo, además contempla señalética, la dotación de ropa de trabajo y equipos de protección personal EPP al personal.

Medidas ambientales. – Medidas de control y prevención ambiental, manejo de desechos, señalética ambiental y posibles compensaciones.

Fiscalización y coordinación. – Equipo de fiscalización y coordinación de la obra, encargados del control de avance y logística con los distintos proveedores.

Garantías. – Garantías solicitadas a proveedores y contratistas, irrevocables y de ejecución inmediata.

5.3.2. Construcción del proyecto solar térmico y su CAPEX.

Los costos de inversión total y/o instalación del proyecto solar térmico en la Urbanización El Manantial corresponderá a los valores del CAPEX.

Son aquellos costos que corresponden a la adquisición e instalación de equipos electromecánicos, obras civiles, red de distribución de energía térmica, ingeniería de detalle y estudios ambientales, entre otros. Para determinar el costo del sistema solar térmico que se va a ejecutar, se utilizaron costos referenciales y de anteproyectos de sistemas solares térmicos desarrollados en forma privada en el país.

En la Tabla 39 se muestra el CAPEX para la instalación solar térmica en la Urbanización El Manantial.

Tabla 39. CAPEX proyecto solar térmico

CAPEX PROYECTO SOLAR TÉRMICO				
	Partidas	Costo por m2	M2 instalado	Total
1	Planta solar térmica			
1.1	Obra civil planta	20	418	\$8,360.00
1.2	Suministro materiales campo solar	325	418	\$135,850.00
1.3	Montaje electromecánico planta	7.00	418	\$2,926.00
2	Sistema de distribución			
2.1	Obra civil sistema de distribución			\$10,000.00
2.2	Montaje sistema de distribución			\$10,800.00
2.3	Suministro sistema de distribución			\$25,000.00
3	Comisionamiento y puesta en marcha			\$3,000.00
4	Prevención de riesgos laborales			\$6,800.00
5	Medidas ambientales			\$3,500.00
6	Fiscalización y coordinación			\$7,200.00
7	Garantías			
7.1	Seguro todo riesgo construcción			\$8,000.00
7.2	Seguro de accidentes personales			\$3,000.00
TOTAL				\$224,436.00

Nota: Elaboración propia.

Cada una de las partidas comprende lo siguiente.

Planta solar térmica. – Abarca el suministro y mano de obra tanto civil como electromecánica del campo solar, esto comprende los colectores, intercambiadores de calor, acumulares y sistema auxiliar de los 5 sistemas que abastecerán la demanda de ACS y Calefacción de la Urbanización El Manantial.

Sistema de distribución. – Corresponde al suministro, mano de obra civil e hidráulica para la distribución de los 5 sistemas que abastecerán la demanda de ACS y Calefacción de la Urbanización El Manantial, esto conlleva tuberías, válvulas, excavación de zanjas y resane e instrumentos de medición.

Comisionamiento y puesta en marcha. – Pruebas y puesta en marcha de los 5 sistemas.

Prevención de riesgos laborales. – Supervisión y control durante la ejecución de la obra por un profesional encargado de Seguridad y Salud en el Trabajo, además contempla señalética, la dotación de ropa de trabajo y equipos de protección personal EPP al personal.

Medidas ambientales. – Medidas de control y prevención ambiental, manejo de desechos, señalética ambiental y posibles compensaciones.

Fiscalización y coordinación. – Equipo de fiscalización y coordinación de la obra, encargados del control de avance y logística con los distintos proveedores.

Garantías. – Garantías solicitadas a proveedores y contratistas, irrevocables y de ejecución inmediata.

5.3.3. Contratos Engineering, Procurement and Construction EPC.

Son aquellos contratos también conocidos como *Llave en Mano*, en ellos se define un precio único por todas las fases de un proyecto, desde la procura de sus materiales hasta su puesta en servicio u operación. La responsabilidad recae sobre la contratista que ejecutará el contrato EPC y por ende será quien asuma todos los riesgos, y como ha de suponerse, esto representa un costo mayor para el contratante o dueño del proyecto, pudiendo **establecerse el precio del contrato en un 20% adicional al CAPEX obtenido.**

De igual manera que con el desarrollo del proyecto; para la construcción, se tendrán que considerar varios aspectos y así llegar a definir la modalidad de contrato. Para los casos planteados en este trabajo, se concluye que al ejecutar **la construcción de forma directa** por parte del dueño del proyecto, **el valor será el establecido en el CAPEX de cada tecnología**, sin embargo, esto implica mantener personal de planta para la supervisión y coordinación de cada partida, lo cual involucra una logística propia mucho mayor. Mientras que, al firmar un **contrato EPC**, el contratista será el encargado de todo el proyecto, por lo que **el valor del contrato será mayor al CAPEX en 1.2 veces.**

A modo de resumen, la construcción del **proyecto solar fotovoltaico** de forma directa tendrá un valor total de **\$305.150,00 (CAPEX)**, mientras que si se firma un **contrato EPC**, tendrá un valor total de **\$366.180,00**, esto es **1.2 veces mayor.**

Por su parte, la construcción del **proyecto solar térmico** de forma directa tendrá un valor total de **\$224.436,00 (CAPEX)**, mientras que si se firma un **contrato EPC**, tendrá un valor total de **\$269.323,20**, esto es **1.2 veces mayor.**

Se resalta además que, el contratista ejecutor del contrato EPC, deberá mantener la vigencia de las garantías aplicables, siendo estas:

- Seguro todo riesgo construcción.
- Seguro de accidentes personales.
- Póliza de Fiel Cumplimiento de Contrato.
- Póliza de Buen Uso de Anticipo (Aplica en caso de desembolso de anticipo).

5.3.3.1. Cláusulas de un contrato EPC

Esta modalidad de contrato es aplicable a cualquier proyecto energético, es por ello que para un mejor entendimiento del lector, se muestra la estructura de las cláusulas de mayor relevancia, en virtud de que el precio acordado es uno solo, sin embargo, las condiciones deben estar muy claras para ambas partes.

CLAUSULADO DE CONTRATO EPC

El Cliente, en adelante **CONTRATANTE**, es la comunidad de la **Urbanización El Manantial**, quienes están interesados en que se realice la instalación de un proyecto solar fotovoltaico y un proyecto solar térmico, plantas a montarse a nivel del piso en ambos casos, para el suministro de energía eléctrica que será vertida a la red y la urbanización percibirá un ahorro energético equivalente a la producción de la planta fotovoltaica y para el abastecimiento de la demanda de ACS y Calefacción de la Urbanización respectivamente. Por su parte el ejecutor, en adelante **CONTRATISTA**, será una **empresa con alta experiencia en materias de generación de energía fotovoltaica y solar térmica**, y que se encuentra interesada en llevar a cabo el proyecto EPC.

1. ALCANCE DEL OBJETO DE CONTRATO.

El alcance del EPC incluirá lo siguiente:

- Ingeniería detallada del proyecto.
- Suministro del equipo a ser instalado en el proyecto.
- Ejecución de las obras civiles.
- Ejecución de los trabajos eléctricos.
- Coordinación y gestión de seguridad y salud ocupacional.
- Ejecución de trabajos mecánicos (montaje).
- Ejecución de los trabajos de conexión a la red de distribución.
- Instalación y puesta en servicio de los equipos suministrados para la planta
- Todas las pruebas de aceptación (comisionado).
- Las garantías del proyecto.

Las responsabilidades del Contratista incluirán, entre otras, las siguientes:

- Actividades requeridas para la culminación de la planta.
- Dar cumplimiento de las leyes y la normativa vigente.
- Diseño y especificaciones técnicas de la planta.
- Control de calidad de los equipos (paneles, inversores, colectores), de acuerdo con el manual de instalación.
- Aseguramiento de todos los equipos y materiales, incluido el transporte y el almacenamiento.
- Ingeniería, diseño técnico, dibujos y manuales.

El CONTRATISTA es responsable de obtener y mantener:

- Permisos y licencias requeridos para realizar las diferentes obras.
- Licencias de exportación / importación de equipos y su movimiento en transporte.
- Mano de obra calificada necesaria para el montaje e instalación de todos los equipos.

2. PRECIO DEL CONTRATO.

El precio acordado por la CONTRATANTE y la CONTRATISTA para el cumplimiento del objeto del contrato es **ÚNICO Y FIJO** y constituirá la única compensación al CONTRATISTA por todos sus costos, impuestos, derechos o tasas que tuviese que pagar, por lo que no aplica liquidación alguna de partidas por cantidades ejecutadas.

De existir modificaciones y/o variaciones del proyecto original, el CONTRATISTA acepta que el valor del contrato acordado cubrirá cualquier cambio y por ningún motivo deslinda su responsabilidad en el cumplimiento del objeto contractual (Alcance), por lo que renuncia a solicitar valores adicionales a los establecidos a la CONTRATANTE en cualquier instancia de la ejecución y posterior a su entrega.

El Contratista acepta, además, que el trabajo de sus subcontratistas cumple con las especificaciones establecidas en el EPC y todas las leyes, normas y regulaciones aplicables, por lo que en caso de existir alguna inconformidad de los trabajos subcontratados por parte de la CONTRATANTE, será la CONTRATISTA quien lo subsane en su totalidad a su entero costo y responsabilidad.

3. PLAZO DE ENTREGA.

El plazo de entrega del objeto contractual es de ____ días calendario a partir de la firma del Contrato EPC.

En caso de existir afectaciones al plazo contractual, serán aplicadas al CONTRATISTA por parte del CONTRATANTE las siguientes penalizaciones.

PENALIZACIÓN POR MORA: 1x1000 del valor total del contrato por cada día de retraso en la ejecución del objeto del contrato por causas imputables al CONTRATISTA.

Son causas imputables a la CONTRATISTA, toda acción que afecte el progreso y/o desarrollo del proyecto como inobservancias, negligencias, incumplimiento de especificaciones técnicas de suministro y de construcción, operaciones indebidas, incumplimiento de medidas de prevención de riesgos laborales y ambientales, comportamiento inadecuado hacia el equipo de la CONTRATANTE; exceptuándose únicamente las causas de fuerza mayor como desastres naturales.

4. GARANTÍAS APLICABLES.

La CONTRATISTA deberá entregar a la Contratante previa firma del contrato EPC las siguientes garantías:

- Seguro todo riesgo construcción.
- Póliza de Fiel Cumplimiento de Contrato.
- Póliza de Buen Uso de Anticipo (Aplica en caso de desembolso de anticipo).

Mismas que para ser aceptadas, deberán ser emitidas por una entidad aseguradora que haya obtenido en la República del Ecuador una calificación AAA en los últimos tres años.

Durante la ejecución del contrato deberá mantener la garantía de:

- Seguro de accidentes personales.

Para todo su personal, misma que cubrirá gastos en caso de accidente o muerte del trabajador.

5. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.

Sistema Captación Solar

- La estructura seleccionada debe permitir la accesibilidad para limpieza de los paneles.
- Garantía de potencia de salida, al año 15 después de la puesta en operación, igual o superior al 80% de la potencia máxima del módulo.
- Todos los colectores deben ser nuevos del mismo tipo, modelo y año de fabricación no menor al 2021.
- Para la instalación se deben seguir en todo momento las instrucciones del fabricante de los colectores solares.

El diseño e implementación del proyecto debe garantizar al usuario que el sistema cumpla con:

- a) Una correcta optimización y por ende ahorro energético.
- b) Que el uso sea totalmente seguro.
- c) La calidad indicada y vida útil estimada.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SISTEMA SOLAR TÉRMICO.

Para la aplicación de las especificaciones técnicas se consideran los subsistemas que son parte de un sistema solar térmico:

- a) Campo solar:** Colectores solares, estructuras y cimentación.
- b) Sistema Hidráulico:** Bombas, tuberías, válvulas, conexiones y accesorios del circuito primario y secundario.
- c) Almacenamiento de energía térmica:** Termo tanque integrado ó independiente.

- d) **Sistema de control:** Sistema de control diferencial de temperatura y cableado.
- e) **Calentamiento de apoyo (opcional):** Calentador de respaldo externo o integrado al termo tanque.
- f) **Sistema de seguridad:** Sistema de protecciones, incluidas en los subsistemas mencionados anteriormente, usados para el buen funcionamiento del sistema en su totalidad, protegiéndolo frente a altas temperaturas, presiones máximas y contra. (Energypedia, 2022)

El diseño e implementación del proyecto debe garantizar al usuario que el sistema cumpla con:

- a) Una correcta optimización y por ende ahorro energético.
- b) Que el uso sea totalmente seguro.
- c) La calidad indicada y vida útil estimada.

CONDICIONES PARTICULARES APLICADAS A LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CONTRATO EPC

- a) Previa firma del contrato EPC, el oferente deberá adjuntar las fichas técnicas (datasheet) de los equipos ofertados, información que deberá estar respaldada por documentación emitida directamente por el fabricante, así como reportes de pruebas y ensayos, certificaciones, además deberán cumplir con las normas técnicas aplicables según el tipo de tecnología.
- b) Los equipos a suministrarse deberán contar con pruebas FAT y SAT según lo requiera el tipo de tecnología y por ningún motivo los equipos que hayan sido objeto de prueba formarán parte del suministro.
- c) Los equipos que formen parte de los sistemas solar fotovoltaico y solar térmico deben garantizar el rendimiento ofertado durante los años de vida útil del proyecto.
- d) El CONTRATISTA EPC deberá entregar una garantía técnica por todos los equipos suministrados con una vigencia (años) acorde a cada tipo de equipo, si existieran elementos reparados o reemplazados durante el tiempo de vigencia de la garantía técnica, ésta se deberá extender durante los años de vigencia establecidos, contados a partir de la fecha de reparación o sustitución.

DOCUMENTACIÓN A ENTREGAR AL FINALIZAR LA OBRA.

El ejecutor de la obra debe entregar en, formato digital papel, la siguiente documentación:

- Documentación AS BUILT de todo el proyecto, incluyendo planos, memorias técnicas, manuales de uso, y demás documentación que aplique.

CAPACITACIÓN.

Se deberá desarrollar una capacitación que considere las siguientes actividades:

- Presentación del Manual de operación del proyecto.
- Presentación del Protocolo de mantenimiento preventivo del proyecto.

5.4. Consideraciones para la Fase de Operación durante la vida útil del proyecto.

En un proyecto energético, **al ocurrir el *Commercial Operation Date* o COD**, se da por terminada la fase de construcción e **inicia la fase de operación**, dentro de la cual empieza la producción de energía y por tanto la retribución económica por venta/entrega de esa energía, y como resulta indiscutible, se encontrarán los costos de operación, explotación, mantenimiento, conocidos como *Operational Expenditures* u **OPEX**.

5.4.1. Operación del proyecto solar fotovoltaico.

5.4.1.1. Retribución de energía en proyecto solar fotovoltaico.

Se plantea el modelo de retribución económica por la energía bajo la modalidad de:

Contrato de compra de energía: también denominado **PPA (*Power Purchase Agreement*)** que consiste en un contrato bilateral entre productor y consumidor donde se fija el precio de la energía eléctrica producida por los paneles fotovoltaicos.

El tipo de contrato a establecer es PPA virtual o PPA sintético/financiero, que se caracteriza por la inexistencia de intercambio físico de la energía, sin embargo, el activo de generación existe y esto permite realizar el contrato. La operativa de este tipo de acuerdo se basa principalmente en intercambio de flujos efectivos de la electricidad, donde el consumidor compra la electricidad a un precio establecido, que para este caso de **USD 0.105 por kWh**, y se estima un **incremento anual de 1.5%**.

5.4.1.2. Tipo de contrato de Operación y Mantenimiento en proyecto solar fotovoltaico.

Cada planta fotovoltaica es única, existen varios tamaños, alcance y especificaciones técnicas, y se encuentran en diferentes situaciones geográficas. Es por ello que, cada una de estas plantas necesita un plan de operación y mantenimiento (O&M) específico, por lo que se plantean los aspectos claves para un contrato de O&M:

- Duración del contrato O&M.
- Disponibilidad.
- Garantías.
- Tiempos de respuesta.
- Penalizaciones e incentivos. (Soto Olea y otros, 2022)

OBJETO DEL CONTRATO

El objeto del Contrato es la prestación, por parte del **CONTRATISTA** al **CONTRATANTE**, del **Servicio de Operación y Mantenimiento** de una **planta fotovoltaica situada en la ciudad de Quito D.M.** durante **30 años**, conforme las siguientes condiciones:

- Actividades de O&M preventivo, y de mano de obra correctivo a cargo del CONTRATISTA.
- Suministro de materiales y equipos necesarios (Repuestos), serán a cuenta de la CONTRATANTE, incluida la mano de obra que pueda ser necesaria para estos cambios.

CONSIDERACIONES GENERALIZADAS DE CONTRATO DE O&M

- De existir variaciones en el número de equipos (cantidad), establecido en el contrato, deberá presentarse una solicitud suscrita por la parte requirente para aprobación y suscripción de la otra parte en caso de llegar a un mutuo acuerdo.
- De existir modificaciones de equipos o instalaciones contiguas, que involucren mayor variación que la cantidad de equipos, y por tanto impliquen una alteración de las condiciones de mantenimiento, el CONTRATISTA tendrá la facultad de solicitar la aprobación al CONTRATANTE de una nueva propuesta, o dar por terminado el Contrato en caso de no lograr un acuerdo.
- La actualización de los precios del presente Contrato, por las mencionadas variaciones u otras siempre y cuando exista un mutuo acuerdo, se regularizará de acuerdo con lo establecido en el Contrato, y tendrá efecto a partir del mismo momento en que se lleven a cabo las variaciones, independientemente de la fecha de legalización. (Soto Olea y otros, 2022)

CONDICIONES DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS DEL CONTRATO DE O&M (NO COMPETENTES AL CONTRATISTA)

Queda excluida del objeto del presente Contrato la reparación de averías debidas a:

- Manipulación de los componentes afectados por personal no autorizado por el CONTRATISTA. Abuso de los equipos, trato inadecuado, funcionamiento en condiciones para las que el equipo no hubiera sido diseñado y los desperfectos ocasionados por culpa o negligencia del CONTRATANTE o de terceros.
- Reubicación de los mismos no autorizada por el CONTRATISTA.
- Ejecución de pruebas, ensayos, análisis de laboratorio, desmontajes parciales o totales de componentes sin autorización previa y por escrito del CONTRATISTA.
- Causas de fuerza mayor o siniestros naturales. (Soto Olea y otros, 2022)

5.4.1.3. Contratos de seguros en proyecto solar fotovoltaico.

Los contratos de seguros tienen la finalidad de cubrir los riesgos que hacen referencia a las afectaciones varias que podrían sufrir los equipos del activo, o a su vez daños a terceros o ambientales que podrían ocasionar, estos seguros son:

Seguro de daños materiales y avería de materiales. – Este seguro deberá contemplar la reposición o reparación de un equipo en caso de fallo o avería, esta será sin duda una partida de mayor costo que las otras pues acorde al contrato O&M, es responsabilidad única del contratante el suministro de equipos y mano de obra especializada, por lo que lo ideal será lograr unas franquicias o deducibles capaces de cubrir el 100% del costo de estos equipos y sus cambios a primas convenientes para el CONTRATANTE.

Seguro de pérdida de beneficio. – Corresponde a la cobertura por pérdidas en la producción, habrá que especificar muy bien el alcance de esta cobertura que será por lucro cesante.

Seguro por responsabilidad civil. – Cobertura por posibles daños a terceros.

Seguro por responsabilidad civil medioambiental. – Cobertura similar a la del seguro de responsabilidad civil pero cuando están involucradas afectaciones medioambientales.

5.4.1.4. Resumen de gastos operativos en proyecto solar fotovoltaico.

A continuación se muestra un resumen de los gastos operativos que conlleva en proyecto solar fotovoltaico en base al tipo de contrato de Operación y Mantenimiento definido, así también como los contratos de seguros a mantener durante años de vida útil de la planta, conforme se detalla en la Tabla 40.

Tabla 40. Resumen de gastos operativos en proyecto solar fotovoltaico

GASTOS	Ud.	
SUMINISTROS		
Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6.1A)	\$/kWh	0.0900 \$/kWh
Consumo energía eléctrica Instalación	kWh/año	700 kWh/año
Precio término potencia eléctrico	(\$/kW día)	
Potencia instalada de la Instalación	kW	
GASTOS OPERATIVOS		
Repuestos		\$ 196.70
Operación y Mantenimiento		\$ 1,550.00
Acondicionamiento de la planta		\$ 100.00
Revisiones legales / auditorías		\$ 100.00
Personal O&M		\$ -
Contingencias	3.0%	\$ 58.40
Avales		\$ 915.45
Gastos generales, asesorías...		\$ 180.00
Alquiler de terrenos		\$ 160.00
Seguro Todo Riesgo Material	0.250%	\$ 762.88
Seguro Responsabilidad Civil		\$ 200.00
Seguro Responsabilidad Ambiental		\$ 250.00
Impuesto actividad (IAE)		\$ 200.00
Impuesto por el suelo (IBICE)		\$ 80.00

Nota. Elaboración propia.

Cada una de las partidas comprende lo siguiente.

Suministros. – Corresponde al consumo eléctrico propio de la instalación anual destinado a iluminación, entre otros y el costo de compra de esta energía en \$/kWh.

Gastos operativos. – Contempla un desglose según se indica a continuación.

Repuestos, definido en un equivalente al 1/1000 del costo de suministro de equipos de planta y de sistema de transmisión del proyecto.

Operación y mantenimiento, abarca los costos de mano de obra para mantenimientos preventivos y correctivos conforme el tipo de contrato.

Acondicionamiento de la planta, valor considerado para acondicionamientos no contemplados en el contrato de O&M.

Revisiones legales y auditorías, valor considerado para auditorías que suelen ser realizadas por terceros y revisiones legales cuando aplican.

Contingencias, establecido en un 3% de los costos operativos referentes a la operación y acondicionamiento de la planta.

Avales, comprende la garantía hacia el dueño del terreno que existirá el desmantelamiento de la planta una vez culminada la vida útil del proyecto.

Gastos generales y asesorías, corresponde a un valor estimado para asesorías de cualquier tipo.

Alquiler de terrenos, valor calculado en base al valor de alquiler establecido de \$1000/Ha, al ocupar la planta 0.16 hectáreas.

Seguros, Valores a pagar por primas y franquicias acorde a los contratos de seguros establecidos.

Impuestos, de actividad o patente a cancelar a la municipalidad del lugar en donde se encuentra la planta, e impuestos por uso del suelo.

5.4.2. Operación del proyecto solar térmico.

5.4.2.1. Retribución de energía en proyecto solar térmico.

Para el caso del proyecto solar térmico no existe un valor de venta de energía, en su lugar se analiza como ingreso el ahorro energético que se tiene con el sistema considerando un valor de **USD 0.09 por kWh**, que corresponde al **costo de GLP sin subsidio** y se estima un **incremento anual de 1.5%**.

5.4.2.2. Tipo de contrato de Operación y Mantenimiento en proyecto solar térmico.

OBJETO DE CONTRATO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Compone el objeto de este Contrato la prestación, por parte del CONTRATISTA al CONTRATANTE, del **Servicio de Operación y Mantenimiento de una planta solar térmica, situada en la ciudad de Quito D.M.** por la vida útil del proyecto que será de **30 años**, de acuerdo conforme las siguientes condiciones:

- Actividades de O&M preventivo, y de mano de obra correctivo a cargo del CONTRATISTA.
- Suministro de materiales y equipos necesarios (Repuestos), serán a cuenta de la CONTRATANTE, incluida la mano de obra que pueda ser necesaria para estos cambios.

CONSIDERACIONES GENERALIZADAS DE CONTRATO DE O&M

- De existir variaciones en el número de equipos (cantidad), establecido en el contrato, deberá presentarse una solicitud suscrita por la parte requirente para aprobación y suscripción de la otra parte en caso de llegar a un mutuo acuerdo. (Soto Olea y otros, 2022)
- De existir modificaciones de equipos o instalaciones contiguas, que involucren mayor variación que la cantidad de equipos, y por tanto impliquen una alteración de las condiciones de mantenimiento, el CONTRATISTA tendrá la facultad de solicitar la aprobación al CONTRATANTE de una nueva propuesta, o dar por terminado el Contrato en caso de no lograr un acuerdo. (Soto Olea y otros, 2022)
- La actualización de los precios del presente Contrato, por las mencionadas variaciones u otras siempre y cuando exista un mutuo acuerdo, se regularizará de acuerdo con lo establecido en el Contrato, y tendrá efecto a partir del mismo momento en que se lleven a cabo las variaciones, independientemente de la fecha de legalización. (Soto Olea y otros, 2022)

CONDICIONES DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS DEL CONTRATO DE O&M (NO COMPETENTES AL CONTRATISTA)

Queda excluida del objeto del presente Contrato la reparación de averías debidas a:

- Manipulación de los componentes afectados por personal no autorizado por el CONTRATISTA. Abuso de los equipos, trato inadecuado, funcionamiento en condiciones para las que el equipo no hubiera sido diseñado y los desperfectos ocasionados por culpa o negligencia del CONTRATANTE o de terceros.
- Reubicación de los mismos no autorizada por el CONTRATISTA.
- Ejecución de pruebas, ensayos, análisis de laboratorio, desmontajes parciales o totales de componentes sin autorización previa y por escrito del CONTRATISTA.
- Causas de fuerza mayor o siniestros naturales. (Soto Olea y otros, 2022)

5.4.2.3. Contratos de seguros en proyecto solar térmico.

Los contratos de seguros tienen la finalidad de cubrir los riesgos que hacen referencia a las afectaciones varias que podrían sufrir los equipos del activo, o a su vez daños a terceros o ambientales que podrían ocasionar, estos seguros son:

Seguro de daños materiales y avería de materiales. – Este seguro deberá contemplar la reposición o reparación de un equipo en caso de fallo o avería, esta será sin duda una partida de mayor costo que las otras pues acorde al contrato O&M, es responsabilidad única del contratante el suministro de equipos y mano de obra especializada, por lo que lo ideal será lograr unas franquicias o deducibles capaces de cubrir el 100% del costo de estos equipos y sus cambios a primas convenientes para el CONTRATANTE.

Seguro de pérdida de beneficio. – Corresponde a la cobertura por pérdidas en la producción, habrá que especificar muy bien el alcance de esta cobertura que será por lucro cesante.

Seguro por responsabilidad civil. – Cobertura por posibles daños a terceros.

Seguro por responsabilidad civil medioambiental. – Cobertura similar a la del seguro de responsabilidad civil pero cuando están involucradas afectaciones medioambientales.

5.4.1.4. Resumen de gastos operativos en proyecto solar térmico.

Del proyecto solar térmico a ser montado en La Urbanización El Manantial se muestra el resumen de todos los gastos operativos de acorde al contrato de O&M suscrito, el seguro y responsabilidades que conllevarán al éxito y cumplimiento del objetivo del proyecto que es proveer ACS y calefacción a todos los hogares de la Urbanización, tal como se detalla en la Tabla 42.

Tabla 41. Resumen de gastos operativos en proyecto solar térmico

GASTOS			
SUMINISTROS			
GASTOS OPERATIVOS			
Repuestos		\$	160.85
Operación y Mantenimiento		\$	1,500.00
Acondicionamiento de la planta		\$	100.00
Revisiones legales / auditorías		\$	100.00
Personal O&M		\$	-
Contingencias	3.0%	\$	55.83
<hr/>			
Avales		\$	482.55
Gastos generales, asesorías...		\$	100.00
Alquiler de terrenos		\$	70.00
<hr/>			
Seguro Todo Riesgo Material	0.250%	\$	561.09
Seguro Responsabilidad Civil		\$	900.00
Seguro Responsabilidad Ambiental		\$	700.00
<hr/>			
Impuesto actividad (IAE)		\$	200.00
Impuesto por el suelo (IBICE)		\$	100.00

Nota. Elaboración propia.

Suministros. – En el caso del proyecto solar térmico no se tiene un consumo eléctrico, a comparación con la tecnología solar fotovoltaica debido al recurso solar que nos servirá para ACS y calefacción.

Gastos operativos. – A continuación, se desglosan los gastos:

Repuestos, definido en un equivalente al 1/1000 del costo de equipos y elementos de planta.

Operación y mantenimiento, son los costos de mano de obra especializada para los diferentes tipos de mantenimientos como son los preventivos, correctivos y predictivos conforme al contrato a suscribir.

Acondicionamiento de la planta, costo adicional considerado para ciertos acondicionamientos necesarios a futuro que no son contemplados en el contrato de O&M.

Revisiones legales y auditorías, valor considerado para auditorías que suelen ser realizadas por terceros y revisiones legales cuando aplican.

Contingencias, establecido en un 3% de los costos operativos referentes a la operación y acondicionamiento de la planta.

Avales, comprende la garantía hacia el dueño del terreno una vez que se decida desmontar la planta cuando ya cumpla la vida útil del proyecto.

Gastos generales y asesorías, corresponde a un valor estimado para asesorías de cualquier tipo.

Alquiler de terrenos, valor calculado en base al valor de alquiler establecido de \$1000/Ha, al ocupar la planta 0.07 hectáreas.

Seguros, se deberá contratar las pólizas de seguro que se estimen necesarias conforme a los estándares de la industria para cubrir los diferentes riesgos de responsabilidad civil, ambiental y de construcción.

Impuestos, valor a considerar al tipo de actividad o patente a cancelar al Distrito Metropolitano de Quito lugar en donde se montará la planta, e impuestos por uso del suelo.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE CADA TECNOLOGÍA.

6.1. Caso base, ingresos y gastos, cuenta de resultados del proyecto.

Para tomar la decisión de si acometer o no una inversión destinada a un proyecto energético, existe un paso previo y consiste en la elaboración de un caso base o de negocio, en donde se obtiene la cuenta de resultados, las dos grandes partidas a considerar para obtener la cuenta de resultados son los ingresos y los gastos, también se conoce a este análisis como *Cash Flow* o EBITDA que significa *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation And Amortization*.

Una vez que se ha tomado la decisión de invertir en un proyecto, recae la pregunta de quién se encarga de financiarlo; regularmente, los proyectos de energías renovables no son afrontados en su totalidad por los dueños del proyecto o también conocidos como SPV que significa *Special Purpose Vehicle*, que no es más que una sociedad creada específicamente para el manejo de un proyecto energético en particular, sino que es financiado por inversores externos.

Entre las más comunes de las formas de financiamiento se encuentra el **Project Finance**, que comprende un **financiamiento** por parte de varias **entidades bancarias** denominadas sindicado bancario en un **porcentaje importante de la inversión total**, mientras que **el porcentaje restante es asumido por la SPV**, a esto se denomina **apalancamiento**. Uno de los motivos por los que este método de financiamiento es el preferido, es porque generalmente la garantía a presentar al banco es el proyecto mismo.

Por otro lado, aunque no es muy común, existe un financiamiento cubierto en su totalidad con fondos propios, suele presentarse en SPV pertenecientes a grandes grupos empresariales, los cuales obtienen financiamientos corporativos más no sujetos a proyectos.

6.1.1. Cuenta de resultados de proyecto solar fotovoltaico.

Se analizará la cuenta de resultados del proyecto solar fotovoltaico desde **dos escenarios en la contratación para su desarrollo y construcción y considerando dos tipos de financiamiento, 100% con Fondos Propios y 70% Project Finance + 30% Fondos propios.**

Escenario 1.- Desarrollo del proyecto **por desglose de partidas DEVEEX y construcción** del proyecto de forma **directa** por desglose de partidas CAPEX.

Escenario 2.- Desarrollo del proyecto por contrato con **Fee a Éxito y construcción** del proyecto por contrato **EPC**.

6.1.1.1. Cuenta de resultados con ejecución directa de DEVEX y CAPEX y fondos propios.

Para obtener la cuenta de resultados, se ha utilizado un método de hoja de trabajo o fichero, del cual partiendo de hipótesis, se obtienen los datos de interés como TIR, VAN, PAYBACK del proyecto.

La Tabla 42 muestra a continuación la hipótesis marcada para este caso.

Tabla 42. Hipótesis de ejecución directa de DEVEX y CAPEX y fondos propios

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	NO EPC
Degradación de la planta	0.18%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	1.50%
Índice Venta energía térmica	0.00%
Índice Compra - IPC energía	0.00%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	3.00%

Coste EPC	\$	200,760.30
------------------	----	------------

Años de retorno de la inversión	20 años
Amortización de las instalaciones	20 años

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	0.00%
Interés del préstamo (C_d)	0.00%
Tipo Impositivo (t)	25.00%
Plazo del préstamo (años)	0.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	100.00%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	10.00%
WACC	10.00%

Nota. Elaboración propia.

La Tabla 43 muestra el resumen de la inversión total para este caso.

Tabla 43. Inversión total ejecución directa DEVEX y CAPEX y fondos propios

INVERSIÓN TOTAL - NO EPC			
DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$	20,000.00
Costes Comerciales, legales y jurídicos		\$	3,000.00
Fee Colaboradores		\$	3,600.00
Ingeniería básica y tramitación licencias		\$	8,500.00
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%		7.00%
Firma de terrenos con propietarios		\$	1,600.00
Negociación con propietarios de terrenos para alquiler		\$	800.00
Otros adicionales		\$	2,500.00
CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$	305,150.00
SEGUROS		\$	610.30
Seguro Todo Riesgo Construcción	0.20%	\$	610.30
DEVEX+CAPEX TOTAL		\$	325,760.30
Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		\$	125,000.00
Inversión Total - NO EPC		\$	200,760.30

Nota. Elaboración propia.

Es importante resaltar que en **Subsidios/Ayudas/Incentivos fiscales**, se encuentra aplicada **la subvención** otorgada por el Gobierno, que en este caso es **de \$125.000,00**.

Para una mejor visualización de la obtención de la cuenta de resultados, se muestra lo obtenido para el año N. 2, es decir el primer año de operación de la planta.

Tabla 44. Cuenta de resultados ejecución directa DEVEX y CAPEX y fondos propios

Cuenta de Pérdidas y Ganancias						0.00	1.00	2.00
(1) INGRESOS								
1.1	Venta de Electricidad a red							\$ 29,396.62
	Producción Electricidad	\$ 277,300.00	kWh/año	¿degradación?	0.18%		\$ 271,754.00	
	Precio de venta del kWh eléctrico	\$ 0.11	\$/kWh	¿disponibilidad?	98.00%		\$ 0.11	
	Ingresos por venta de electricidad			¿indexado?	1.50%		\$ 29,396.62	
(1)	Total Ingresos							\$ 29,396.62
(2) COSTES OPERACIONALES								
2.1	Suministros - Compra de energía eléctrica							\$ 63.00
	Consumo energía eléctrica comunidad	\$ 700.00	kWh/año				\$ 700.00	
	Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6)	\$ 0.09	\$/kWh	¿indexado?	0.00%		\$ 0.09	
	Costes por compra de electricidad						\$ 63.00	
2.40	Gastos Operativos							\$ 5,025.86
	Repuestos	\$ 196.70	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 208.68	
	Operación y Mantenimiento	\$ 1,550.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 1,644.40	
	Acondicionamiento de la planta	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 106.09	
	Revisión legales / auditorías	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 106.09	
	Personal O&M	\$ -	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ -	
	Contingencias	\$ 58.40	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 61.96	
	Avales	\$ 915.45	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 971.20	
	Gastos generales, asesorías...	\$ 180.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 190.96	
	Alquiler de terrenos	\$ 160.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 169.74	
	Seguro Todo Riesgo Material	\$ 762.88	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 809.33	
	Seguro Responsabilidad Civil	\$ 200.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 212.18	
	Seguro Responsabilidad Ambiental	\$ 250.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 265.23	
	Impuesto actividad (IAE)	\$ 200.00	\$/año	¿indexado?			\$ 200.00	
	Impuesto por el suelo (IBICE)	\$ 80.00	\$/año	¿indexado?			\$ 80.00	
(2)	Costes Operacionales							\$ 5,088.86
BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCIÓN								\$ 24,307.76
(3) EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACIÓN								\$ 24,307.76
(4) AMORTIZACIÓN								
	Amortización Inversión inicial	\$ 200,760.30	Inversión Total	\$ 20.00	años		\$ 10,038.02	
(4)	AMORTIZACIÓN							\$ 10,038.02
(5) EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS								\$ 14,269.74
(6) COSTES DE CAPITAL								
	Préstamo - Principal pdte de pago	\$ -				\$ -	\$ -	
(6)	Amortización del principal	\$ -	años			\$ -	\$ -	
	Intereses del préstamo	0.00%	a partir del 1er año de operación				\$ -	
		1.20	Ratio Cobertura				OK	
EBT - BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS								\$ 14,269.74
(7) IMPUESTOS								
	Impuestos		Sociedades - 25%	25%			\$ 3,567.44	
	Deducciones						\$ -	
(7)	Impuestos finales							\$ 3,567.44
(8) BENEFICIO NETO								\$ 10,702.31
CAPEX MANTENIMIENTO								
	Año 7	10%	\$ 200,760.30					
	Año 14	15%	\$ 200,760.30					
	Año 21	15%	\$ 200,760.30					
	Total CAPEX Mantenimiento						\$ -	
Cash Flow								\$ 17,872.32
(+)	EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos							\$ 20,740.32
(-)	Previsión para CAPEX mantenimiento (igual que la amortización)							\$ 2,868.00
	Impuestos proyecto (sin considerar intereses de la financiación)							\$ 3,567.44

Nota. Elaboración propia.

Cabe mencionar que se ha considerado un **CAPEX de Mantenimiento cada 7 años** en un porcentaje de **10%,15% y 15%** respectivamente.

Como resultado se obtiene un **PAYBACK de 8.67 años.**

Tabla 45. Resultados ejecución directa DEVEX y CAPEX y fondos propios

Último periodo negativo		8.00
Valor absoluto Ult periodo neg		6107.20
Valor flujo siguiente periodo	\$	18,639.22
Payback:		8.67

Nota. Elaboración propia.

6.1.1.2. Cuenta de resultados con ejecución directa de DEVEX y CAPEX y Project Finance.

Para obtener la cuenta de resultados, se ha utilizado un método de hoja de trabajo o fichero, del cual partiendo de hipótesis, se obtienen los datos de interés como TIR, VAN, PAYBACK del proyecto.

La Tabla 46 muestra a continuación la hipótesis marcada para este caso.

Tabla 46. Hipótesis de ejecución directa de DEVEX y CAPEX y Project Finance

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	NO EPC
Degradación de la planta	0.18%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	1.50%
Índice Venta energía térmica	0.00%
Índice Compra - IPC energía	0.00%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	3.00%
Coste EPC	\$ 200,760.30
Años de retorno de la inversión	23 años
Amortización de las instalaciones	23 años
ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	70.00%
Interés del préstamo (C_d)	9.89%
Tipo Impositivo (t)	25.00%
Plazo del préstamo (años)	23.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30.00%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	11.00%
WACC	8.49%

Nota. Elaboración propia.

La Tabla 47 muestra el resumen de la inversión total para este caso.

Tabla 47. Inversión total ejecución directa DEVEX y CAPEX y Project Finance

INVERSIÓN TOTAL - NO EPC		
DEVEX - COSTES DESARROLLO		
	\$	20,000.00
Costes Comerciales, legales y jurídicos	\$	3,000.00
Fee Colaboradores	\$	3,600.00
Ingeniería básica y tramitación licencias	\$	8,500.00
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%	7.00%
Firma de terrenos con propietarios	\$	1,600.00
Negociación con propietarios de terrenos para alquiler	\$	800.00
Otros adicionales	\$	2,500.00
CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		
	\$	305,150.00
SEGUROS		
	\$	610.30
Seguro Todo Riesgo Construcción	0.20%	\$ 610.30
DEVEX+CAPEX TOTAL		
	\$	325,760.30
Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		
	\$	125,000.00
Inversión Total - NO EPC		
	\$	200,760.30

Nota. Elaboración propia.

Es importante resaltar que en **Subsidios/Ayudas/Incentivos fiscales**, se encuentra aplicada **la subvención** otorgada por el Gobierno, que en este caso es **de \$125.000,00**.

Para una mejor visualización de la obtención de la cuenta de resultados, se muestra lo obtenido para el año N. 2, es decir el primer año de operación de la planta.

Tabla 48. Cuenta de resultados ejecución directa DEVEX y CAPEX y Project Finance

Cuenta de Pérdidas y Ganancias						0.00	1.00	2.00
(1)	INGRESOS							
1.1	Venta de Electricidad a red							\$ 29,396.62
	Producción Electricidad	\$ 277,300.00	kWh/año	¿degradación?	0.18%			\$ 271,754.00
	Precio de venta del kWh eléctrico	\$ 0.11	\$/kWh	¿disponibilidad?	98.00%			\$ 0.11
	Ingresos por venta de electricidad			¿indexado?	1.50%			\$ 29,396.62
(1)	Total Ingresos							\$ 29,396.62
(2)	COSTES OPERACIONALES							
2.1	Suministros - Compra de energía eléctrica							\$ 63.00
	Consumo energía eléctrica comunidad	\$ 700.00	kWh/año					\$ 700.00
	Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6.)	\$ 0.09	\$/kWh	¿indexado?	0.00%			\$ 0.09
	Costes por compra de electricidad							\$ 63.00
2.40	Gastos Operativos							\$ 5,025.86
	Repuestos	\$ 196.70	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 208.68
	Operación y Mantenimiento	\$ 1,550.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 1,644.40
	Acondicionamiento de la planta	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Revisiones legales / auditorías	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Personal O&M	\$ -	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ -
	Contingencias	\$ 58.40	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 61.96
	Avales	\$ 915.45	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 971.20
	Gastos generales, asesorías...	\$ 180.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 190.96
	Alquiler de terrenos	\$ 160.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 169.74
	Seguro Todo Riesgo Material	\$ 762.88	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 809.33
	Seguro Responsabilidad Civil	\$ 200.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 212.18
	Seguro Responsabilidad Ambiental	\$ 250.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 265.23
	Impuesto actividad (IAE)	\$ 200.00	\$/año	¿indexado?				\$ 200.00
	Impuesto por el suelo (IBICE)	\$ 80.00	\$/año	¿indexado?				\$ 80.00
(2)	Costes Operacionales							\$ 5,088.86
	BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCIÓN							\$ 24,307.76
(3)	EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACIÓN							\$ 24,307.76
(4)	AMORTIZACIÓN							
	Amortización Inversión inicial	\$ 200,760.30	Inversión Total	\$ 23.00 años				\$ 8,728.71
	Amortización CAPEX Mantenimiento			Capex de Mantenimiento cada 7 años				\$ 8,728.71
(4)	AMORTIZACIÓN							\$ 8,728.71
(5)	EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS							\$ 15,579.05
(6)	COSTES DE CAPITAL							
	Préstamo - Principal pdte de pago	\$ 140,532.21				\$ 140,532.21		\$ 140,532.21
(6)	Amortización del principal	\$ 23.00	años			\$ -		\$ 6,110.10
	Intereses del préstamo	1.20	9.89%	a partir del 1er año de operación				\$ 13,898.64
				Ratio Cobertura				OK
	EBT - BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS							\$ 1,680.41
(7)	IMPUESTOS							
	Impuestos		Sociedades - 25%	25%				\$ 420.10
	Deducciones							\$ -
(7)	Impuestos finales							\$ 420.10
(8)	BENEFICIO NETO							\$ 1,260.31
	CAPEX MANTENIMIENTO							
	Año 7	10%	\$ 200,760.30					
	Año 14	15%	\$ 200,760.30					
	Año 21	15%	\$ 200,760.30					
	Total CAPEX Mantenimiento							\$ -
	Cash Flow							\$ 1,010.92
(+)	EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos							\$ 3,878.92
(-)	Previsión para CAPEX mantenimiento (igual que la amortización)							\$ 2,868.00
	Impuestos proyecto (sin considerar intereses de la financiación)							\$ 3,894.76

Nota. Elaboración propia.

Cabe mencionar que se ha considerado un **CAPEX de Mantenimiento cada 7 años** en un porcentaje de **10%,15% y 15%** respectivamente y un **ratio de cobertura de 1.2**.

Como resultado se obtiene un **PAYBACK de 9.46 años.**

Tabla 49. Resultados ejecución directa DEVEX y CAPEX y Project Finance

Último periodo negativo		9.00
Valor absoluto Ult periodo neg		3246.60
Valor flujo siguiente periodo	\$	6,043.99
Payback:		9.46

Nota. Elaboración propia.

6.1.1.3. Cuenta de resultados con ejecución por Contratos Fee a Éxito y EPC con fondos propios.

Para obtener la cuenta de resultados con este tipo de contrato, se ha utilizado un método de hoja de trabajo o fichero, del cual, partiendo de hipótesis, se obtienen los datos de interés como TIR, VAN, PAYBACK del proyecto. La Tabla 50 muestra a continuación la hipótesis marcada para este caso.

Tabla 50. Hipótesis de ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con fondos propios

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	EPC
Degradación de la planta	0.18%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	1.50%
Índice Venta energía térmica	0.00%
Índice Compra - IPC energía	0.00%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	3.00%
Coste EPC	\$ 276,912.36
Años de retorno de la inversión	20 años
Amortización de las instalaciones	20 años
ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	0.00%
Interés del préstamo (C_d)	0.00%
Tipo Impositivo (t)	25.00%
Plazo del préstamo (años)	0.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	100.00%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	7.00%
WACC	7.00%

Nota. Elaboración propia.

La Tabla 51 muestra el resumen de la inversión total para este caso.

Tabla 51. Inversión total Fee a Éxito y contrato EPC con fondos propios

INVERSIÓN TOTAL - EPC		
DEVEX - COSTES DESARROLLO	\$	35,000.00
Costes Comerciales, legales y jurídicos	\$	3,000.00
Fee Colaboradores	\$	3,600.00
Ingeniería básica y tramitación licencias	\$	8,500.00
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)		7.00%
Firma de terrenos con propietarios	\$	1,600.00
...	\$	800.00
...	\$	2,500.00
CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO	\$	366,180.00
EPC		
Coste del contrato EPC	\$	366,180.00
SEGUROS	\$	732.36
Seguro Todo Riesgo Construcción	0.20% \$	732.36
DEVEX+CAPEX TOTAL	\$	401,912.36
Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales	\$	125,000.00
Inversión Total - EPC	\$	276,912.36

Nota. Elaboración propia.

Es importante resaltar que en **Subsidios/Ayudas/Incentivos fiscales**, se encuentra aplicada **la subvención** otorgada por el Gobierno, que en este caso es **de \$125.000,00**.

Para una mejor visualización de la obtención de la cuenta de resultados, se muestra lo obtenido para el año N. 2, es decir el primer año de operación de la planta.

Tabla 52. Cuenta de resultados ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con fondos propios

Cuenta de Pérdidas y Ganancias						
(1)	INGRESOS					2.00
1.1	Venta de Electricidad a red					\$ 29,396.62
	Producción Electricidad	\$ 277,300.00	kWh/año	¿degradación?	0.18%	\$ 271,754.00
	Precio de venta del kWh eléctrico	\$ 0.11	\$/kWh	¿disponibilidac	98.00%	\$ 0.11
	Ingresos por venta de electricidad			¿indexado?	1.50%	\$ 29,396.62
(1)	Total Ingresos					\$ 29,396.62
(2)	COSTES OPERACIONALES					
2.1	Suministros - Compra de energía eléctrica					\$ 63.00
	Consumo energía eléctrica comunidad	\$ 700.00	kWh/año			\$ 700.00
	Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6.)	\$ 0.09	\$/kWh	¿indexado?	0.00%	\$ 0.09
	Costes por compra de electricidad					\$ 63.00
2.40	Gastos Operativos					\$ 5,187.72
	Repuestos	\$ 196.70	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 208.68
	Operación y Mantenimiento	\$ 1,550.00	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 1,644.40
	Acondicionamiento de la planta	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 106.09
	Revisiones legales / auditorías	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 106.09
	Personal O&M	\$ -	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ -
	Contingencias	\$ 58.40	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 61.96
	Avales	\$ 915.45	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 971.20
	Gastos generales, asesorías...	\$ 180.00	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 190.96
	Alquiler de terrenos	\$ 160.00	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 169.74
	Seguro Todo Riesgo Material	\$ 915.45	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 971.20
	Seguro Responsabilidad Civil	\$ 200.00	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 212.18
	Seguro Responsabilidad Ambiental	\$ 250.00	\$/año	¿indexado?	3.00%	\$ 265.23
	Impuesto actividad (IAE)	\$ 200.00	\$/año	¿indexado?		\$ 200.00
	Impuesto por el suelo (IBICE)	\$ 80.00	\$/año	¿indexado?		\$ 80.00
(2)	Costes Operacionales					\$ 5,250.72
	BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCIÓN					\$ 24,145.89
(3)	EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACIÓN					\$ 24,145.89
(4)	AMORTIZACIÓN					
	Amortización Inversión inicial	\$ 276,912.36	Inversión Total	\$ 20.00 años		\$ 13,845.62
	Amortización CAPEX Mantenimiento			Capex de Mantenimiento cada 7 años		\$ 13,845.62
(4)	AMORTIZACIÓN					\$ 13,845.62
(5)	EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS					\$ 10,300.27
(6)	COSTES DE CAPITAL					
	Préstamo - Principal pdte de pago	\$ -				\$ -
(6)	Amortización del principal	\$ -	años			\$ -
	Intereses del préstamo	0.00%	a partir del 1er año de operación			\$ -
		1.20	Ratio Cobertura			OK
	EBT - BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS					\$ 10,300.27
(7)	IMPUESTOS					
	Impuestos		Sociedades - 25%	25%		\$ 2,575.07
	Deducciones					\$ -
(7)	Impuestos finales					\$ 2,575.07
(8)	BENEFICIO NETO					\$ 7,725.20
	CAPEX MANTENIMIENTO					
	Año 7	10%	\$ 276,912.36			
	Año 14	15%	\$ 276,912.36			
	Año 21	15%	\$ 276,912.36			
	Total CAPEX Mantenimiento					\$ -
	Cash Flow					\$ 17,614.93
(+)	EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos					\$ 21,570.82
(-)	Previsión para CAPEX mantenimiento (igual que la amortización)					\$ 3,955.89
	Impuestos proyecto (sin considerar intereses de la financiación)					\$ 2,575.07

Nota. Elaboración propia.

Cabe mencionar que se ha considerado un **CAPEX de Mantenimiento cada 7 años** en un porcentaje de **10%,15% y 15%** respectivamente.

Como resultado se obtiene un **PAYBACK de 11.72 años.**

Tabla 53. Resultados ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con fondos propios

Último periodo negativo		11.00
Valor absoluto Ult periodo neg		5169.39
Valor flujo siguiente periodo	\$	18,625.38
Payback:		11.72

Nota. Elaboración propia.

6.1.1.4. Cuenta de resultados con ejecución por Contratos Fee a Éxito y EPC con Project Finance.

Para obtener la cuenta de resultados con este tipo de contrato, se ha utilizado un método de hoja de trabajo o fichero, del cual, partiendo de hipótesis, se obtienen los datos de interés como TIR, VAN, PAYBACK del proyecto. La Tabla 54 muestra a continuación la hipótesis marcada para este caso.

Tabla 54. Hipótesis de ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con Project Finance

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	EPC
Degradación de la planta	0.18%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	1.50%
Índice Venta energía térmica	0.00%
Índice Compra - IPC energía	0.00%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	3.00%
Coste EPC	\$ 276,912.36
Años de retorno de la inversión	30 años
Amortización de las instalaciones	30 años
ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	70.00%
Interés del préstamo (C_d)	9.89%
Tipo Impositivo (t)	25.00%
Plazo del préstamo (años)	30.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30.00%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	3.00%
WACC	6.09%

Nota. Elaboración propia.

La Tabla 55 muestra el resumen de la inversión total para este caso.

Tabla 55. Inversión total Fee a Éxito y contrato EPC con Project Finance

INVERSIÓN TOTAL - EPC		
DEVEX - COSTES DESARROLLO	\$	35,000.00
Costes Comerciales, legales y jurídicos	\$	3,000.00
Fee Colaboradores	\$	3,600.00
Ingeniería básica y tramitación licencias	\$	8,500.00
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)		7.00%
Firma de terrenos con propietarios	\$	1,600.00
...	\$	800.00
...	\$	2,500.00
CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO	\$	366,180.00
EPC		
Coste del contrato EPC	\$	366,180.00
SEGUROS	\$	732.36
Seguro Todo Riesgo Construcción	0.20% \$	732.36
DEVEX+CAPEX TOTAL	\$	401,912.36
Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales	\$	125,000.00
Inversión Total – EPC	\$	276,912.36

Nota. Elaboración propia.

Es importante resaltar que en **Subsidios/Ayudas/Incentivos fiscales**, se encuentra aplicada **la subvención** otorgada por el Gobierno, que en este caso es **de \$125.000,00**.

Para una mejor visualización de la obtención de la cuenta de resultados, se muestra lo obtenido para el año N. 2, es decir el primer año de operación de la planta.

Tabla 56. Cuenta de resultados ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con Project Finance

Cuenta de Pérdidas y Ganancias							0.00	1.00	2.00
(1) INGRESOS									
1.1	Venta de Electricidad a red							\$ 29,396.62	
	Producción Electricidad	\$ 277,300.00	kWh/año	¿degradación?	0.18%			\$ 271,754.00	
	Precio de venta del kWh eléctrico	\$ 0.11	\$/kWh	¿disponibilidac	98.00%			\$ 0.11	
	Ingresos por venta de electricidad			¿indexado?	1.50%			\$ 29,396.62	
(1)	Total Ingresos							\$ 29,396.62	
(2) COSTES OPERACIONALES									
2.1	Suministros - Compra de energía eléctrica							\$ 63.00	
	Consumo energía eléctrica comunidad	\$ 700.00	kWh/año					\$ 700.00	
	Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6.)	\$ 0.09	\$/kWh	¿indexado?	0.00%			\$ 0.09	
	Costes por compra de electricidad							\$ 63.00	
2.40	Gastos Operativos							\$ 5,187.72	
	Repuestos	\$ 196.70	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 208.68	
	Operación y Mantenimiento	\$ 1,550.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 1,644.40	
	Acondicionamiento de la planta	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09	
	Revisiones legales / auditorías	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09	
	Personal O&M	\$ -	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ -	
	Contingencias	\$ 58.40	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 61.96	
	Avales	\$ 915.45	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 971.20	
	Gastos generales, asesorías...	\$ 180.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 190.96	
	Alquiler de terrenos	\$ 160.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 169.74	
	Seguro Todo Riesgo Material	\$ 915.45	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 971.20	
	Seguro Responsabilidad Civil	\$ 200.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 212.18	
	Seguro Responsabilidad Ambiental	\$ 250.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 265.23	
	Impuesto actividad (IAE)	\$ 200.00	\$/año	¿indexado?				\$ 200.00	
	Impuesto por el suelo (IBICE)	\$ 80.00	\$/año	¿indexado?				\$ 80.00	
(2)	Costes Operacionales							\$ 5,250.72	
BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCIÓN									\$ 24,145.89
(3)	EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACIÓN							\$ 24,145.89	
(4) AMORTIZACIÓN									
	Amortización Inversión inicial	\$ 276,912.36	Inversión Total	\$ 30.00	años			\$ 9,230.41	
	Amortización CAPEX Mantenimiento				Capex de Mantenimiento cada 7 años			\$ 9,230.41	
(4)	AMORTIZACIÓN							\$ 9,230.41	
(5)	EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS							\$ 14,915.48	
(6) COSTES DE CAPITAL									
	Préstamo - Principal pdte de pago	\$ 193,838.65				\$ 193,838.65		\$ 193,838.65	
(6)	Amortización del principal	\$ 30.00	años			\$ -		\$ 6,461.29	
	Intereses del préstamo	1.20	9.89%		a partir del 1er año de operación			\$ 19,170.64	
					Ratio Cobertura			error	
	EBT - BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS							\$ (4,255.16)	
(7) IMPUESTOS									
	Impuestos		Sociedades - 25%	25%				\$ -	
	Deducciones							\$ -	
(7)	Impuestos finales							\$ -	
(8)	BENEFICIO NETO							\$ (4,255.16)	
CAPEX MANTENIMIENTO									
	Año 7	10%	\$ 276,912.36						
	Año 14	15%	\$ 276,912.36						
	Año 21	15%	\$ 276,912.36						
	Total CAPEX Mantenimiento							\$ -	
Cash Flow									\$ (5,441.93)
(+)	EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos							\$ (1,486.04)	
(-)	Previsión para CAPEX mantenimiento (igual que la amortización)							\$ 3,955.89	
	Impuestos proyecto (sin considerar intereses de la financiación)							\$ 3,728.87	

Nota. Elaboración propia.

Cabe mencionar que se ha considerado un **CAPEX de Mantenimiento cada 7 años** en un porcentaje de **10%,15% y 15%** respectivamente y un **ratio de cobertura de 1.2**.

Como resultado se obtiene un **PAYBACK de 17.04 años.**

Tabla 57. Resultados ejecución Fee a Éxito y contrato EPC con Project Finance.

Último periodo negativo		15.00
Valor absoluto Ult periodo neg		-5248.30
Valor flujo siguiente periodo	\$	5,044.65
Payback:		17.04

Nota. Elaboración propia.

6.1.2. Cuenta de resultados de proyecto solar térmico.

Se analizará la cuenta de resultados del proyecto solar térmico desde **dos escenarios en la contratación para su construcción y considerando dos tipos de financiamiento, 100% con Fondos Propios y 70% Project Finance + 30% Fondos propios.**

Escenario 1.- Construcción del proyecto de forma directa **por desglose de partidas CAPEX.**

Escenario 2.- Construcción del proyecto por contrato **EPC.**

6.1.2.1. Cuenta de resultados con ejecución directa CAPEX y fondos propios.

Para obtener la cuenta de resultados, se ha utilizado un método de hoja de trabajo o fichero, del cual, partiendo de hipótesis, se obtienen los datos de interés como TIR, VAN, PAYBACK del proyecto.

La Tabla 58 muestra a continuación la hipótesis marcada para este caso.

Tabla 58. Hipótesis de ejecución directa CAPEX y fondos propios.

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	NO EPC
Degradación de la planta	0.20%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	0.00%
Índice Venta energía térmica	1.50%
Índice Compra - IPC energía	0.00%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	3.00%

Coste EPC	\$	224,884.87
-----------	----	------------

Años de retorno de la inversión	20 años
Amortización de las instalaciones	20 años

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	0.00%
Interés del préstamo (C_d)	0.00%
Tipo Impositivo (t)	25.00%
Plazo del préstamo (años)	0.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	100.00%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	8.50%
WACC	8.50%

Nota. Elaboración propia.

La Tabla 59 muestra el resumen de la inversión total para este caso.

Tabla 59. Inversión total ejecución directa CAPEX y fondos propios

INVERSIÓN TOTAL - NO EPC			
DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$	-
CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$	224,436.00
SEGUROS		\$	448.87
Seguro Todo Riesgo Construcción	0.20%	\$	448.87
DEVEX+CAPEX TOTAL		\$	224,884.87
Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales			
Inversión Total - NO EPC		\$	224,884.87

Nota. Elaboración propia.

Para una mejor visualización de la obtención de la cuenta de resultados, se muestra lo obtenido para el año N. 2, es decir el primer año de operación de la planta.

Tabla 60. Cuenta de resultados ejecución directa CAPEX y fondos propios.

Cuenta de Pérdidas y Ganancias							DESARROLLO	CONSTRUCCION	OPERACION
(1)	INGRESOS						0.00	1.00	2.00
1.2	Venta de Energía Térmica								\$ 33,524.14
	Producción Calor	\$ 368,941.00	<i>kWh/año</i>		¿degradación?	0.20%			\$ 361,562.18
	Precio de venta del kWh térmico	\$ 0.09	<i>\$/kWh</i>		¿disponibilidad?	98.00%			\$ 0.09
	Ingresos por venta de calor				¿indexado?	1.50%			\$ 33,524.14
(1)	Total Ingresos								\$ 33,524.14
(2)	COSTES OPERACIONALES								
2.40	Gastos Operativos								\$ 5,336.66
	Repuestos	\$ 160.85	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 170.65
	Operación y Mantenimiento	\$ 1,500.00	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 1,591.35
	Acondicionamiento de la planta	\$ 100.00	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Revisiones legales / auditorías	\$ 100.00	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Personal O&M	\$ -	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ -
	Contingencias	\$ 55.83	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 59.23
	Avales	\$ 482.55	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 511.94
	Gastos generales, asesorías...	\$ 100.00	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Alquiler de terrenos	\$ 70.00	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 74.26
	Seguro Todo Riesgo Material	\$ 561.09	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 595.26
	Seguro Responsabilidad Civil	\$ 900.00	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 954.81
	Seguro Responsabilidad Ambiental	\$ 700.00	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 742.63
	Impuesto actividad (IAE)	\$ 200.00	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 212.18
	Impuesto por el suelo (IBICE)	\$ 100.00	<i>\$/año</i>		¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Impuesto a la generación eléctrica	\$ -	<i>%/Ventas</i>		¿indexado?	3.00%			\$ -
	Impuesto a la generación térmica	\$ -	<i>%/Ventas</i>		¿indexado?	3.00%			\$ -
(2)	Costes Operacionales								\$ 5,336.66
	BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCIÓN								\$ 28,187.47
(3)	EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACIÓN								\$ 28,187.47
(4)	AMORTIZACIÓN								
	Amortización Inversión inicial	\$ 224,884.87	Inversión Total	\$ 20.00 años					\$ 11,244.24
	Amortización CAPEX Mantenimiento			Capex de Mantenimiento cada 7 años					\$ 11,244.24
(4)	AMORTIZACIÓN								\$ 11,244.24
(5)	EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS								\$ 16,943.23
(6)	COSTES DE CAPITAL								
	Préstamo - Principal pdte de pago	\$ -					\$ -	\$ -	\$ -
(6)	Amortización del principal	\$ -	años				\$ -	\$ -	\$ -
	Intereses del préstamo	\$ 0.00%	a partir del 1er año de operación				\$ -	\$ -	\$ -
		\$ 1.20	Ratio Cobertura						OK
	EBT - BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS								\$ 16,943.23
(7)	IMPUESTOS								
	Impuestos		Sociedades - 25%	25%					\$ 4,235.81
	Deducciones								\$ -
(7)	Impuestos finales								\$ 4,235.81
(8)	BENEFICIO NETO								\$ 12,707.42
	CAPEX MANTENIMIENTO								
	Año 7	10%	\$224,884.87						
	Año 14	15%	\$224,884.87						
	Año 21	15%	\$224,884.87						
	Total CAPEX Mantenimiento								\$ -
	Cash Flow								\$ 20,739.03
(+)	EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos								\$ 23,951.67
(-)	Previsión para CAPEX mantenimiento (igual que la amortización)								\$ 3,212.64
	Impuestos proyecto (sin considerar intereses de la financiación)								\$ 4,235.81

Nota: Elaboración propia.

Cabe mencionar que se ha considerado un **CAPEX de Mantenimiento cada 7 años** en un porcentaje de **10%,15% y 15%** respectivamente.

Como resultado se obtiene un **PAYBACK de 9.42 años.**

Tabla 61. Resultados ejecución directa CAPEX y fondos propios

Último periodo negativo	\$	9.00
Valor absoluto Ult periodo neg	\$	12,722.40
Valor flujo siguiente periodo	\$	21,807.93
Payback:	\$	9.42

Nota. Elaboración propia.

6.1.2.2. Cuenta de resultados con ejecución directa CAPEX y Project Finance.

Para obtener la cuenta de resultados, se ha utilizado un método de hoja de trabajo o fichero, del cual, partiendo de hipótesis, se obtienen los datos de interés como TIR, VAN, PAYBACK del proyecto. La Tabla 62 muestra a continuación la hipótesis marcada para este caso.

Tabla 62. Hipótesis de ejecución directa CAPEX y Project Finance

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	NO EPC
Degradación de la planta	0.20%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	0.00%
Índice Venta energía térmica	1.50%
Índice Compra - IPC energía	0.00%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	3.00%
Coste EPC	\$ 224,884.87
Años de retorno de la inversión	20 años
Amortización de las instalaciones	20 años
ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	70.00%
Interés del préstamo (C_d)	9.89%
Tipo Impositivo (t)	25.00%
Plazo del préstamo (años)	20.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30.00%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	10.00%
WACC	8.19%

Nota. Elaboración propia.

La Tabla 63 muestra el resumen de la inversión total para este caso.

Tabla 63. Inversión total ejecución directa CAPEX y Project Finance

INVERSIÓN TOTAL - NO EPC			
-	DEVEX - COSTES DESARROLLO	\$	-
-	CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO	\$	224,436.00
-	SEGUROS	\$	448.87
	Seguro Todo Riesgo Construcción	0.20%	\$ 448.87
	DEVEX+CAPEX TOTAL	\$	224,884.87
	Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		
	Inversión Total - NO EPC	\$	224,884.87

Nota. Elaboración propia.

Para una mejor visualización de la obtención de la cuenta de resultados, se muestra lo obtenido para el año N. 2, es decir el primer año de operación de la planta.

Tabla 64. Cuenta de resultados ejecución directa CAPEX y Project Finance

Cuenta de Pérdidas y Ganancias						DESARROLLO	CONSTRUCCION	OPERACION
(1)	INGRESOS					0.00	1.00	2.00
1.2	Venta de Energía Térmica							\$ 33,524.14
	Producción Calor	\$ 368,941.00	kWh/año	¿degradación?	0.20%			\$ 361,562.18
	Precio de venta del kWh térmico	\$ 0.09	\$/kWh	¿disponibilidad?	98.00%			\$ 0.09
	Ingresos por venta de calor			¿indexado?	1.50%			\$ 33,524.14
(1)	Total Ingresos							\$ 33,524.14
(2)	COSTES OPERACIONALES							
2.40	Gastos Operativos							\$ 5,336.66
	Repuestos	\$ 160.85	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 170.65
	Operación y Mantenimiento	\$ 1,500.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 1,591.35
	Acondicionamiento de la planta	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Revisiones legales / auditorías	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Personal O&M	\$ -	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ -
	Contingencias	\$ 55.83	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 59.23
	Avales	\$ 482.55	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 511.94
	Gastos generales, asesorías...	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Alquiler de terrenos	\$ 70.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 74.26
	Seguro Todo Riesgo Material	\$ 561.09	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 595.26
	Seguro Responsabilidad Civil	\$ 900.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 954.81
	Seguro Responsabilidad Ambiental	\$ 700.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 742.63
	Impuesto actividad (IAE)	\$ 200.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 212.18
	Impuesto por el suelo (IBICE)	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Impuesto a la generación eléctrica	\$ -	%/Ventas	¿indexado?	3.00%			\$ -
	Impuesto a la generación térmica	\$ -	%/Ventas	¿indexado?	3.00%			\$ -
(2)	Costes Operacionales							\$ 5,336.66
	BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCIÓN							\$ 28,187.47
(3)	EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACIÓN							\$ 28,187.47
(4)	AMORTIZACIÓN							
	Amortización Inversión inicial	\$ 224,884.87	Inversión Total	\$ 20.00 años				\$ 11,244.24
	Amortización CAPEX Mantenimiento			Capex de Mantenimiento cada 7 años				\$ 11,244.24
(4)	AMORTIZACIÓN							\$ 11,244.24
(5)	EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS							\$ 16,943.23
(6)	COSTES DE CAPITAL							
	Préstamo - Principal pdte de pago	\$ 157,419.41				\$ 157,419.41		\$ 157,419.41
(6)	Amortización del principal	\$ 20.00	años			\$ -		\$ 7,870.97
	Intereses del préstamo	9.89%	a partir del 1er año de operación					\$ 15,568.78
		\$ 1.20	Ratio Cobertura					OK
	EBT - BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS							\$ 1,374.45
(7)	IMPUESTOS							
	Impuestos		Sociedades - 25%	25%				\$ 343.61
	Deducciones							\$ -
(7)	Impuestos finales							\$ 343.61
(8)	BENEFICIO NETO							\$ 1,030.84
	CAPEX MANTENIMIENTO							
	Año 7	10%	\$224,884.87					
	Año 14	15%	\$224,884.87					
	Año 21	15%	\$224,884.87					
	Total CAPEX Mantenimiento							\$ -
	Cash Flow							\$ 1,191.47
(*)	EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos							\$ 4,404.11
(-)	Previsión para CAPEX mantenimiento (igual que la amortización)							\$ 3,212.64
	Impuestos proyecto (sin considerar intereses de la financiación)							\$ 4,235.81

Nota. Elaboración propia.

Cabe mencionar que se ha considerado un **CAPEX de Mantenimiento cada 7 años** en un porcentaje de **10%,15% y 15%** respectivamente y un **ratio de cobertura de 1.2**. Como resultado se obtiene un **PAYBACK de 9.88 años**.

Tabla 65. Resultados ejecución directa CAPEX y Project Finance

Último periodo negativo	\$	9.00
Valor absoluto Ult periodo neg	\$	938.57
Valor flujo siguiente periodo	\$	7,514.84
Payback:	\$	9.88

Nota. Elaboración propia.

6.1.2.3. Cuenta de resultados con ejecución contrato EPC y fondos propios.

Para obtener la cuenta de resultados con este tipo de contrato, se ha utilizado un método de hoja de trabajo o fichero, del cual, partiendo de hipótesis, se obtienen los datos de interés como TIR, VAN, PAYBACK del proyecto.

Tabla 66. Hipótesis de ejecución contrato EPC y fondos propios

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	EPC
Degradación de la planta	0.20%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	0.00%
Índice Venta energía térmica	1.50%
Índice Compra - IPC energía	0.00%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	3.00%
Coste EPC	\$ 269,861.85
Años de retorno de la inversión	20 años
Amortización de las instalaciones	20 años
ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	0.00%
Interés del préstamo (C_d)	0.00%
Tipo Impositivo (t)	25.00%
Plazo del préstamo (años)	0.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	100.00%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	6.50%
WACC	6.50%

Nota. Elaboración propia.

La Tabla 67 muestra el resumen de la inversión total para este caso.

Tabla 67. Inversión total contrato EPC y fondos propios

INVERSIÓN TOTAL - EPC			
-	DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$ -
-	CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$ 269,323.20
-	EPC		
	Coste del contrato EPC		\$ 269,323.20
	SEGUROS		\$ 538.65
	Seguro Todo Riesgo Construcción	0.20%	\$ 538.65
	DEVEX+CAPEX TOTAL		\$ 269,861.85
	Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		\$ -
	Inversión Total - EPC		\$ 269,861.85

Nota. Elaboración propia.

Para una mejor visualización de la obtención de la cuenta de resultados, se muestra lo obtenido para el año N. 2, es decir el primer año de operación de la planta.

Tabla 68. Cuenta de resultados ejecución contrato EPC y fondos propios

Cuenta de Pérdidas y Ganancias						DESARROLLO	CONSTRUCCION	OPERACION
						0.00	1.00	2.00
(1)	INGRESOS							
1.2	Venta de Energía Térmica							\$ 33,524.14
	Producción Calor	\$ 368,941.00	kWh/año	¿degradación?	0.20%		\$ 361,562.18	
	Precio de venta del kWh térmico	\$ 0.09	\$/kWh	¿disponibilidad?	98.00%		\$ 0.09	
	Ingresos por venta de calor			¿indexado?	1.50%		\$ 33,524.14	
(1)	Total Ingresos							\$ 33,524.14
(2)	COSTES OPERACIONALES							
2.40	Gastos Operativos							\$ 5,455.71
	Repuestos	\$ 160.85	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 170.65	
	Operación y Mantenimiento	\$ 1,500.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 1,591.35	
	Acondicionamiento de la planta	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 106.09	
	Revisiones legales / auditorías	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 106.09	
	Personal O&M	\$ -	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ -	
	Contingencias	\$ 55.83	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 59.23	
	Avales	\$ 482.55	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 511.94	
	Gastos generales, asesorías...	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 106.09	
	Alquiler de terrenos	\$ 70.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 74.26	
	Seguro Todo Riesgo Material	\$ 673.31	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 714.31	
	Seguro Responsabilidad Civil	\$ 900.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 954.81	
	Seguro Responsabilidad Ambiental	\$ 700.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 742.63	
	Impuesto actividad (IAE)	\$ 200.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 212.18	
	Impuesto por el suelo (IBICE)	\$ 100.00	\$/año	¿indexado?	3.00%		\$ 106.09	
	Impuesto a la generación eléctrica	\$ -	%/Ventas	¿indexado?	3.00%		\$ -	
	Impuesto a la generación térmica	\$ -	%/Ventas	¿indexado?	3.00%		\$ -	
(2)	Costes Operacionales							\$ 5,455.71
	BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCIÓN							\$ 28,068.42
(3)	EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACIÓN							\$ 28,068.42
(4)	AMORTIZACIÓN							
	Amortización Inversión inicial	\$ 269,861.85	Inversión Total	\$ 20.00 años			\$ 13,493.09	
	Amortización CAPEX Mantenimiento			Capex de Mantenimiento cada 7 años				
(4)	AMORTIZACIÓN							\$ 13,493.09
(5)	EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS							\$ 14,575.33
(6)	COSTES DE CAPITAL							
	Préstamo - Principal pdte de pago	\$ -				\$ -	\$ -	
	Amortización del principal	\$ -	años			\$ -	\$ -	
	Intereses del préstamo	\$ 0.00%	a partir del 1er año de operación			\$ -	\$ -	
		\$ 1.20	Ratio Cobertura				OK	
	EBT - BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS							\$ 14,575.33
(7)	IMPUESTOS							
	Impuestos		Sociedades - 25%	25%			\$ 3,643.83	
	Deducciones						\$ -	
(7)	Impuestos finales							\$ 3,643.83
(8)	BENEFICIO NETO							\$ 10,931.50
	CAPEX MANTENIMIENTO							
	Año 7	10%	\$269,861.85					
	Año 14	15%	\$269,861.85					
	Año 21	15%	\$269,861.85					
	Total CAPEX Mantenimiento						\$ -	
	Cash Flow							\$ 20,569.42
(+)	EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos							\$ 24,424.59
(-)	Previsión para CAPEX mantenimiento (igual que la amortización)							\$ 3,855.17
	Impuestos proyecto (sin considerar intereses de la financiación)							\$ 3,643.83

Nota. Elaboración propia.

Cabe mencionar que se ha considerado un **CAPEX de Mantenimiento cada 7 años** en un porcentaje de **10%,15% y 15%** respectivamente.

Como resultado se obtiene un **PAYBACK de 11.38 años.**

Tabla 69. Resultados ejecución contrato EPC y fondos propio

Último periodo negativo	\$	11.00
Valor absoluto Ult periodo neg	\$	13,614.13
Valor flujo siguiente periodo	\$	21,862.51
Payback:	\$	11.38

Nota. Elaboración propia.

6.1.2.4. Cuenta de resultados con ejecución contrato EPC y Project Finance.

Para obtener la cuenta de resultados con este tipo de contrato, se ha utilizado un método de hoja de trabajo o fichero, del cual, partiendo de hipótesis, se obtienen los datos de interés como TIR, VAN, PAYBACK del proyecto.

Tabla 70. Hipótesis de ejecución contrato EPC y Project Finance

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	EPC
Degradación de la planta	0.20%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Indice Venta energía eléctrica	0.00%
Indice Venta energía térmica	1.50%
Índice Compra - IPC energía	0.00%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	3.00%
Coste EPC	\$ 269,861.85
Años de retorno de la inversión	30 años
Amortización de las instalaciones	30 años
ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	70.00%
Interés del préstamo (C_d)	9.89%
Tipo Impositivo (t)	25.00%
Plazo del préstamo (años)	30.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30.00%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	9.00%
WACC	7.89%

Nota. Elaboración propia.

La Tabla 71 muestra el resumen de la inversión total para este caso.

Tabla 71. Inversión total contrato EPC y Project Finance

INVERSIÓN TOTAL - EPC			
DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$	-
CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$	269,323.20
EPC			
Coste del contrato EPC		\$	269,323.20
SEGUROS		\$	538.65
Seguro Todo Riesgo Construcción	0.20%	\$	538.65
DEVEX+CAPEX TOTAL		\$	269,861.85
Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		\$	-
Inversión Total - EPC		\$	269,861.85

Nota. Elaboración propia.

Para una mejor visualización de la obtención de la cuenta de resultados, se muestra lo obtenido para el año N. 2, es decir el primer año de operación de la planta.

Tabla 72. Cuenta de resultados ejecución contrato EPC y Project Finance

Cuenta de Pérdidas y Ganancias						DESARROLLO	ONSTRUCCIÓN	OPERACIÓN
(1)	INGRESOS					0.00	1.00	2.00
1.2	Venta de Energía Térmica							\$ 33,524.14
	Producción Calor	\$ 368,941.00	<i>kWh/año</i>	¿degradación?	0.20%			\$ 361,562.18
	Precio de venta del kWh térmico	\$ 0.09	<i>\$/kWh</i>	¿disponibilidad?	98.00%			\$ 0.09
	Ingresos por venta de calor			¿indexado?	1.50%			\$ 33,524.14
(1)	Total Ingresos							\$ 33,524.14
(2)	COSTES OPERACIONALES							
2.40	Gastos Operativos							\$ 5,455.71
	Repuestos	\$ 160.85	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 170.65
	Operación y Mantenimiento	\$ 1,500.00	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 1,591.35
	Acondicionamiento de la planta	\$ 100.00	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Revisiones legales / auditorías	\$ 100.00	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Personal O&M	\$ -	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ -
	Contingencias	\$ 55.83	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 59.23
	Avales	\$ 482.55	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 511.94
	Gastos generales, asesorías...	\$ 100.00	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Alquiler de terrenos	\$ 70.00	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 74.26
	Seguro Todo Riesgo Material	\$ 673.31	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 714.31
	Seguro Responsabilidad Civil	\$ 900.00	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 954.81
	Seguro Responsabilidad Ambiental	\$ 700.00	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 742.63
	Impuesto actividad (IAE)	\$ 200.00	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 212.18
	Impuesto por el suelo (IBICE)	\$ 100.00	<i>\$/año</i>	¿indexado?	3.00%			\$ 106.09
	Impuesto a la generación eléctrica	\$ -	<i>%/Ventas</i>	¿indexado?	3.00%			\$ -
	Impuesto a la generación térmica	\$ -	<i>%/Ventas</i>	¿indexado?	3.00%			\$ -
(2)	Costes Operacionales							\$ 5,455.71
	BENEFICIOS OPERACIONALES // MARGEN DE CONTRIBUCIÓN							\$ 28,068.42
(3)	EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACIÓN							\$ 28,068.42
(4)	AMORTIZACIÓN							
	Amortización Inversión Inicial	\$ 269,861.85	Inversión Total	\$ 30.00 años				\$ 8,995.39
	Amortización CAPEX Mantenimiento			Capex de Mantenimiento cada 7 años				\$ 8,995.39
(4)	AMORTIZACIÓN							\$ 8,995.39
(5)	EBIT - BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS							\$ 19,073.03
(6)	COSTES DE CAPITAL							
	Préstamo - Principal pdte de pago	\$ 188,903.29				\$ 188,903.29		\$ 188,903.29
(6)	Amortización del principal	\$ 30.00 años				\$ -		\$ 6,296.78
	Intereses del préstamo	9.89%	a partir del 1er año de operación					\$ 18,682.54
	Ratio Cobertura	\$ 1.20						error
	EBT - BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS							\$ 390.49
(7)	IMPUESTOS							
	Impuestos		Sociedades - 25%	25%				\$ 97.62
	Deducciones							\$ -
(7)	Impuestos finales							\$ 97.62
(8)	BENEFICIO NETO							\$ 292.87
	CAPEX MANTENIMIENTO							
	Año 7	10%	\$269,861.85					
	Año 14	15%	\$269,861.85					
	Año 21	15%	\$269,861.85					
	Total CAPEX Mantenimiento							\$ -
	Cash Flow							\$ (863.68)
(+)	EBITDA - Préstamo (principal e intereses) - Impuestos							\$ 2,991.49
(-)	Previsión para CAPEX mantenimiento (igual que la amortización)							\$ 3,855.17
	Impuestos proyecto (sin considerar intereses de la financiación)							\$ 4,768.26

Nota. Elaboración propia.

Cabe mencionar que se ha considerado un **CAPEX de Mantenimiento cada 7 años** en un porcentaje de **10%,15% y 15%** respectivamente y un **ratio de cobertura de 1.2.**

Como resultado se obtiene un **PAYBACK de 13.37 años.**

Tabla 73. Resultados ejecución contrato EPC y Project Finance

Último periodo negativo	\$	13.00
Valor absoluto Ult periodo neg	\$	30,260.28
Valor flujo siguiente periodo	\$	47,873.88
Payback:	\$	13.37

Nota. Elaboración propia.

6.2. Rentabilidad de los proyectos TIR y VAN.

En el presente apartado se analizará la rentabilidad de los proyectos solar fotovoltaico y solar térmico una vez aplicados dos criterios de financiamiento en dos escenarios de contratación. Para ello se obtendrán TIR PROYECTO y VAN PROYECTO, que corresponde al análisis del proyecto en general durante su vida útil que es 30 años. Y se obtendrá también TIR EQUITY y VAN EQUITY, que corresponde a una análisis durante el periodo establecido para el retorno de la inversión.

6.2.1. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución directa de DEVEX y CAPEX.

A continuación en la Tabla 74 se muestra la **TIR y VAN** obtenidos en el caso de financiamiento **100% con fondos propios**, en donde se propuso una **WACC de 10% y 20 años de retorno de inversión**.

Tabla 74. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución directa de DEVEX y CAPEX y fondos propios

TIR PROYECTO (20) años	9.14%
TIR PROYECTO (30 años)	10.50%
VAN (30 años)	\$ 211,804.62
TIR EQUITY (20) años	8.35%
TIR EQUITY (30 años)	10.06%
VAN (30 años)	\$ 203,880.68

Nota. Elaboración propia.

Se puede observar que llegados los 20 años establecidos para el retorno de la inversión, la TIR EQUITY es inferior a la WACC propuesta. No obstante, una vez cumplidos los 30 años de vida útil del proyecto la TIR PROYECTO y TIR EQUITY superan ligeramente la WACC, por lo que se estaría obteniendo la ganancia esperada.

Además se puede observar que en ambos casos el **VAN es superior** a la **INVERSIÓN** de **\$200,760.30** y cabe resaltar además que el resultado de que TIR PROYECTO sea mayor a TIR EQUITY, radica en que la **TIR EQUITY considera un CAPEX de mantenimiento**.

Por lo tanto se concluye que al ejecutar el proyecto solar fotovoltaico directamente por desglose DEVEX, CAPEX y los respectivos costos de OPEX, con fondos propios, la WACC máxima exigible al proyecto será 10%, obteniendo una TIR PROYECTO de 10.06% lo cual es apenas superior a la WACC.

Ahora se presenta la Tabla 75, la cual muestra la **TIR y VAN** obtenidos en el caso de financiamiento **Project Finance 70% préstamo y 30% fondos propios**, en donde se propuso una **WACC ponderada de 8.49%** resultante de una **tasa activa de préstamo de 9.89%** y un coste de **fondos propios de 11%**, y **23 años de retorno de inversión**.

Tabla 75. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución directa de DEVEX y CAPEX y Project Finance

TIR PROYECTO (23) años	9.63%
TIR PROYECTO (30 años)	10.39%
VAN (30 años)	\$ 240,887.54
TIR EQUITY (23) años	11.38%
TIR EQUITY (30 años)	12.55%
VAN (30 años)	\$ 102,667.46

Nota. Elaboración propia.

Se puede observar que llegados los 23 años establecidos para el retorno de la inversión, la TIR EQUITY es superior a la tasa de fondos propios propuesta, por lo que se estaría obteniendo la ganancia esperada de los fondos propios. No obstante, la TIR PROYECTO es bastante inferior a los 23 años que la tasa de fondos propios.

Sin embargo, la TIR PROYECTO y TIR EQUITY a los 30 años son bastante superiores a la WACC ponderada, por lo que es señal de que el proyecto obtendrá las ganancias esperadas al cumplirse la vida útil del proyecto.

Además se puede observar que el **VAN EQUITY es superior al valor de INVERSIÓN** a cubrirse con **fondos propios** que es de **\$60,228.09**.

Es importante mencionar que se ha determinado el tiempo de retorno de la inversión en 23 años ya que es el periodo mínimo que el flujo de caja brinda para cumplir un ratio de cobertura de 1.2, por lo que para obtener estos resultados habrá que conseguir un financiamiento por al menos 23 años.

Por lo tanto se concluye que al ejecutar el proyecto solar fotovoltaico directamente por desglose DEVEX, CAPEX y los respectivos costos de OPEX, con Project Finance, la tasa de fondos propios propuesta es un punto superior a la propuesta con financiamiento total propio, y la TIR PROYECTO de 10.39% es bastante superior a la WACC ponderada de 8.49%.

6.2.2. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución contrato Fee a Éxito y EPC.

A continuación, en la Tabla 76 se muestra la **TIR y VAN** obtenidos en el caso de financiamiento **100% con fondos propios**, en donde se propuso una **WACC de 7% y 20 años de retorno de inversión**.

Tabla 76. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución Fee a Éxito y EPC con fondos propios

TIR PROYECTO (20) años	5.66%
TIR PROYECTO (30 años)	7.44%
VAN (30 años)	\$ 292,235.72
TIR EQUITY (20) años	4.80%
TIR EQUITY (30 años)	7.09%
VAN (30 años)	\$ 281,984.30

Nota. Elaboración propia.

Se puede observar que llegados los 20 años establecidos para el retorno de la inversión, la TIR EQUITY es inferior a la WACC propuesta. No obstante, una vez cumplidos los 30 años de vida útil del proyecto la TIR PROYECTO y TIR EQUITY superan ligeramente la WACC, por lo que se estaría obteniendo la ganancia esperada pero de forma muy ajustada.

Además se puede observar que en ambos casos el **VAN es superior** a la INVERSIÓN de **\$276,912.36** y cabe resaltar además que el resultado de que TIR PROYECTO sea mayor a TIR EQUITY, radica en que la **TIR EQUITY considera un CAPEX de mantenimiento**.

Por lo tanto se concluye que al ejecutar el proyecto solar fotovoltaico por contratos Fee a Éxito y EPC y los respectivos costos de OPEX, con fondos propios, la WACC máxima exigible al proyecto será 7%, obteniendo una TIR PROYECTO de 7.44% lo cual es apenas superior a la WACC.

Ahora se presenta la Tabla 77, la cual muestra la **TIR y VAN** obtenidos en el caso de financiamiento **Project Finance 70% préstamo y 30% fondos propios**, en donde se propuso una **WACC ponderada de 6.09%** resultante de una **tasa activa de préstamo de 9.89%** y un coste de **fondos propios de 3%**, y **30 años de retorno de inversión**.

Tabla 77. Rentabilidad proyecto fotovoltaico ejecución Fee a Éxito y EPC con Project Finance

TIR PROYECTO (30) años	7.16%
TIR PROYECTO (30 años)	7.16%
VAN (30 años)	\$ 313,887.37

TIR EQUITY (30) años	6.08%
TIR EQUITY (30 años)	6.08%
VAN (30 años)	\$ 83,485.89

Nota. Elaboración propia.

En primera instancia es importante mencionar que se ha determinado el tiempo de retorno de la inversión en 30 años, lo cual sería el máximo pues es igual a la vida útil, pero a pesar de ello, no se cubre el ratio de cobertura de 1.2 para dicho periodo, no obstante se analiza el ejercicio con estos datos para establecer conclusiones.

Se puede observar que llegados los 30 años establecidos para el retorno de la inversión, la TIR EQUITY es el doble de la tasa de fondos propios propuesta, por lo que se estaría obteniendo la ganancia esperada de los fondos propios.

Sin embargo, a los 30 años, la TIR PROYECTO es apenas superior a la WACC ponderada y TIR EQUITY es ligeramente "igual" a la WACC ponderada, por lo que es señal de que el proyecto obtendrá las ganancias esperadas al cumplirse la vida útil del proyecto pero de forma muy ajustada.

Además se puede observar que el **VAN EQUITY es superior al valor de INVERSIÓN** a cubrirse con **fondos propios** que es de **\$83,073.71**

Por lo tanto se concluye que al ejecutar el proyecto solar fotovoltaico por contratos Fee a Éxito y EPC y los respectivos costos de OPEX, con Project Finance, el préstamo no se puede cubrir en el porcentaje establecido de 70% ya que inclusive con un periodo de 30 años para retorno de inversión no se cubre el ratio de cobertura, por lo que se recomienda bajar el porcentaje de préstamo pero esto implica mayor aporte de fondos propios, los mismos que se podrían ocupar para otros fines. Además, se observa que la TIR PROYECTO es apenas superior con un punto a la WACC ponderada.

6.2.3. Rentabilidad proyecto solar térmico ejecución directa CAPEX.

A continuación en la Tabla 78 se muestra la **TIR y VAN** obtenidos en el caso de financiamiento **100% con fondos propios**, en donde se propuso una **WACC de 8.5% y 20 años de retorno de inversión**.

Tabla 78. Rentabilidad proyecto solar térmico con ejecución directa de CAPEX y fondos propios

TIR PROYECTO (20) años	9.65%
TIR PROYECTO (30 años)	10.97%
VAN (30 años)	\$ 279,583.44

TIR EQUITY (20) años	8.85%
TIR EQUITY (30 años)	10.50%
VAN (30 años)	\$ 270,884.73

Nota. Elaboración propia.

Se puede observar que llegados los 20 años establecidos para el retorno de la inversión, la TIR EQUITY es ligeramente superior a la WACC propuesta. Y al cumplirse los 30 años de vida útil del proyecto la TIR PROYECTO y TIR EQUITY superan la WACC, por lo que se estaría obteniendo la ganancia esperada, inclusive mejores resultados.

Además se puede observar que en ambos casos el **VAN es superior** a la INVERSIÓN de **\$224,884.87** y cabe resaltar además que el resultado de que TIR PROYECTO sea mayor a TIR EQUITY, radica en que la **TIR EQUITY considera un CAPEX de mantenimiento**.

Por lo tanto se concluye que al ejecutar el proyecto solar térmico directamente por desglose CAPEX y los respectivos costos de OPEX, con fondos propios, la WACC máxima exigible al proyecto será 8.5%, obteniendo una TIR PROYECTO de 10.97% lo cual es bastante superior a la WACC.

Ahora se presenta la Tabla 79, la cual muestra la **TIR y VAN** obtenidos en el caso de financiamiento **Project Finance 70% préstamo y 30% fondos propios**, en donde se propuso una **WACC ponderada de 8.19%** resultante de una **tasa activa de préstamo de 9.89%** y un coste de **fondos propios de 10%**, y **20 años de retorno de inversión**.

Tabla 79. Rentabilidad proyecto térmico ejecución directa de CAPEX y Project Finance

TIR PROYECTO (20) años	9.65%
TIR PROYECTO (30 años)	10.97%
VAN (30 años)	\$ 287,945.43
TIR EQUITY (20) años	10.75%
TIR EQUITY (30 años)	13.29%
VAN (30 años)	\$ 129,567.88

Nota. Elaboración propia.

Se puede observar que llegados los 20 años establecidos para el retorno de la inversión, la TIR EQUITY es apenas superior a la tasa de fondos propios propuesta, por lo que se estaría obteniendo la ganancia esperada de los fondos propios. No obstante, la TIR PROYECTO es bastante inferior a los 20 años que la tasa de fondos propios.

Sin embargo, la TIR PROYECTO y TIR EQUITY a los 30 años es bastante superior a la WACC ponderada, por lo que es señal de que el proyecto obtendrá las ganancias esperadas al cumplirse la vida útil del proyecto.

Además se puede observar que el **VAN EQUITY es superior al valor de INVERSIÓN** a cubrirse con **fondos propios** que es de **\$67,465.46**.

Es importante mencionar que se ha determinado el tiempo de retorno de la inversión en 20 años ya que es el periodo mínimo que el flujo de caja brinda para cumplir un ratio de cobertura de 1.2, por lo que para obtener estos resultados habrá que conseguir un financiamiento por al menos 20 años.

Por lo tanto se concluye que al ejecutar el proyecto solar térmico directamente por desglose CAPEX y los respectivos costos de OPEX, con Project Finance, la tasa de fondos propios propuesta es 1.5 puntos superior a la propuesta con financiamiento total propio, y la TIR PROYECTO de 10.97% es bastante superior a la WACC ponderada de 8.19%.

6.2.4. Rentabilidad proyecto solar térmico ejecución contrato EPC.

A continuación en la Tabla 80 se muestra la **TIR y VAN** obtenidos en el caso de financiamiento **100% con fondos propios**, en donde se propuso una **WACC de 6.5% y 20 años de retorno de inversión**.

Tabla 80. Rentabilidad proyecto solar térmico ejecución EPC con fondos propios

TIR PROYECTO (20) años	7.52%
TIR PROYECTO (30 años)	9.08%
VAN (30 años)	\$ 348,232.82
TIR EQUITY (20) años	6.69%
TIR EQUITY (30 años)	8.67%
VAN (30 años)	\$ 338,461.43

Nota. Elaboración propia.

Se puede observar que llegados los 20 años establecidos para el retorno de la inversión, la TIR EQUITY es ligeramente superior a la WACC propuesta. No obstante, una vez cumplidos los 30 años de vida útil del proyecto la TIR PROYECTO y TIR EQUITY superan la WACC, por lo que se estaría obteniendo la ganancia esperada y más.

Además se puede observar que en ambos casos el **VAN es superior** a la INVERSIÓN de **\$269,861.85** y cabe resaltar además que el resultado de que TIR PROYECTO sea mayor a TIR EQUITY, radica en que la **TIR EQUITY considera un CAPEX de mantenimiento**.

Por lo tanto se concluye que al ejecutar el proyecto solar térmico por contrato EPC y los respectivos costos de OPEX, con fondos propios, la WACC máxima exigible al proyecto será 6.5%, obteniendo una TIR PROYECTO de 9.08% lo cual es bastante superior a la WACC.

Ahora se presenta la Tabla 81, la cual muestra la **TIR y VAN** obtenidos en el caso de financiamiento **Project Finance 70% préstamo y 30% fondos propios**, en donde se propuso una **WACC ponderada de 7.89%** resultante de una **tasa activa de préstamo de 9.89%** y un coste de **fondos propios de 9%**, y **30 años de retorno de inversión**.

Tabla 81. Rentabilidad proyecto solar térmico ejecución EPC con Project Finance

TIR PROYECTO (30) años	8.77%
TIR PROYECTO (30 años)	8.77%
VAN (30 años)	\$ 294,155.88
TIR EQUITY (30) años	9.46%
TIR EQUITY (30 años)	9.46%
VAN (30 años)	\$ 102,017.51

Nota. Elaboración propia.

En primera instancia es importante mencionar que se ha determinado el tiempo de retorno de la inversión en 30 años, lo cual sería el máximo pues es igual a la vida útil, pero a pesar de ello, no se cubre el ratio de cobertura de 1.2 para dicho periodo, no obstante se analiza el ejercicio con estos datos para establecer conclusiones.

Se puede observar que llegados los 30 años establecidos para el retorno de la inversión, la TIR EQUITY es ligeramente superior a la tasa de fondos propios propuesta, por lo que se estaría obteniendo la ganancia esperada de los fondos propio pero de forma ajustada.

Sin embargo, la TIR PROYECTO y TIR EQUITY a los 30 años son bastante superiores a la WACC ponderada, por lo que es señal de que el proyecto obtendrá las ganancias esperadas al cumplirse la vida útil del proyecto

Además se puede observar que el **VAN EQUITY es superior al valor de INVERSIÓN** a cubrirse con **fondos propios** que es de **\$80,958.55**

Por lo tanto se concluye que al ejecutar el proyecto solar térmico por contrato EPC y los respectivos costos de OPEX, con Project Finance, el préstamo no se puede cubrir en el porcentaje establecido de 70% ya que inclusive con un periodo de 30 años para retorno de inversión no se cubre el ratio de cobertura, por lo que se recomienda bajar el porcentaje de préstamo pero esto implica mayor aporte de fondos propios, los mismos que se podrían ocupar para otros fines. Además, se observa que la TIR PROYECTO es superior con casi punto a la WACC ponderada.

6.3. Coste normalizado de la energía para cada proyecto (LCOE).

La obtención del **LCOE** es la etapa final del análisis técnico-económico de un proyecto de energías renovables, ya que implica obtener el Coste Ponderado de la Energía o **Levelized Cost of Energy**, y esto nos ayuda a compararlo con los valores del mercado de la misma tecnología, recordando que esto será tan solo una guía ya que cada proyecto es único, sin embargo, puede ayudar a elegir qué tipo de energía instalar cuando se trate de cubrir una demanda en específico y existan varias posibilidades de recurso.

Otro parámetro importante es el **LROE** que significa **Levelized Revenues of Energy**, y no es más que el precio de venta de energía.

En los casos puntuales en los que el proyecto pueda fijar un precio de venta de energía fijo, el análisis se sujetará al LCOE, no obstante, si existe una tasa de proyección en el costo de venta de la energía, se deberá comparar el LCOE con el LROE, de modo que $LROE \geq LCOE$, se demuestra que existe rentabilidad en el proyecto.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de LCOE y su comparativo con LROE, ya que tanto en los proyectos de solar fotovoltaica como solar térmico se prevén tasas de proyección en el costo de venta de energía, de cada escenario estudiado en los apartados precedentes.

6.3.1. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico con ejecución directa.

El **LCOE** obtenido para el proyecto solar fotovoltaico con ejecución directa y fondos propios es **\$113.50/MWh** y se observa rentabilidad ya que se obtiene un valor positivo al comparar LROE-LCOE.

Tabla 82. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico ejecución directa y fondos propios

LCOE (\$/KWh) - 30 años	-0.1135
LROE (\$/KWh) - 30 años	0.1227
LROE - LCOE (\$/KWh) - 30 años	0.0092

Nota. Elaboración propia.

El **LCOE** obtenido para el proyecto solar fotovoltaico con ejecución directa y Project Finance es **\$104.60/MWh** y se observa rentabilidad ya que se obtiene un valor positivo al comparar LROE-LCOE.

Tabla 83. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico ejecución directa y Project Finance

LCOE (\$/KWh) - 30 años	-0.1046
LROE (\$/KWh) - 30 años	0.1242
LROE - LCOE (\$/KWh) - 30 años	0.0196

Nota. Elaboración propia.

6.3.2. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico con contrato Fee a Éxito y EPC.

El **LCOE** obtenido para el proyecto solar fotovoltaico con contrato Fee a éxito y EPC y fondos propios es **\$123.90/MWh** y se observa rentabilidad ya que se obtiene un valor positivo al comparar LROE-LCOE.

Tabla 84. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico ejecución Fee a Éxito y EPC y fondos propios.

LCOE (\$/KWh) - 30 años	-0.1239
LROE (\$/KWh) - 30 años	0.1257
LROE - LCOE (\$/KWh) - 30 años	0.0018

Nota. Elaboración propia.

El **LCOE** obtenido para el proyecto solar fotovoltaico con contrato Fee a éxito y EPC y Project Finance es **\$117/MWh** y se observa rentabilidad ya que se obtiene un valor positivo al comparar LROE-LCOE.

Tabla 85. LCOE y LROE proyecto solar fotovoltaico ejecución Fee a Éxito y EPC y Project Finance.

LCOE (\$/KWh) - 30 años	-0.1170
LROE (\$/KWh) - 30 años	0.1268
LROE - LCOE (\$/KWh) - 30 años	0.0098

Nota. Elaboración propia.

6.3.3. LCOE y LROE proyecto solar térmico con ejecución directa.

El **LCOE** obtenido para el proyecto solar térmico con ejecución directa y fondos propios es **\$86.70/MWh** y se observa rentabilidad ya que se obtiene un valor positivo al comparar LROE-LCOE.

Tabla 86. LCOE y LROE proyecto solar térmico con ejecución directa y fondos propios.

LCOE (\$/KWh) - 30 años	-0.0867
LROE (\$/KWh) - 30 años	0.1064
LROE - LCOE (\$/KWh) - 30 años	0.0197

Nota. Elaboración propia.

El **LCOE** obtenido para el proyecto solar térmico con ejecución directa y Project Finance es **\$85.30/MWh** y se observa rentabilidad ya que se obtiene un valor positivo al comparar LROE-LCOE.

Tabla 87. LCOE y LROE proyecto solar térmico con ejecución directa y Project Finance.

LCOE (\$/KWh) - 30 años	-0.0853
LROE (\$/KWh) - 30 años	0.1067
LROE - LCOE (\$/KWh) - 30 años	0.0214

Nota. Elaboración propia.

6.3.4. LCOE y LROE proyecto solar térmico con contrato EPC.

El **LCOE** obtenido para el proyecto solar térmico con ejecución EPC y fondos propios es **\$89.30/MWh** y se observa rentabilidad ya que se obtiene un valor positivo al comparar LROE-LCOE.

Tabla 88. LCOE y LROE proyecto solar térmico con ejecución EPC y fondos propios

LCOE (\$/KWh) - 30 años	-0.0893
LROE (\$/KWh) - 30 años	0.1082
LROE - LCOE (\$/KWh) - 30 años	0.0189

Nota. Elaboración propia.

El **LCOE** obtenido para el proyecto solar térmico con ejecución EPC y Project Finance es **\$97/MWh** y se observa rentabilidad ya que se obtiene un valor positivo al comparar LROE-LCOE.

Tabla 89. LCOE y LROE proyecto solar térmico con ejecución EPC y Project Finance

LCOE (\$/KWh) - 30 años	-0.0970
LROE (\$/KWh) - 30 años	0.1069
LROE - LCOE (\$/KWh) - 30 años	0.0099

Nota. Elaboración propia.

6.4. Análisis de sensibilidad en función de los parámetros obtenidos.

Tabla 90. Análisis de sensibilidad de proyectos de energías solar fotovoltaica y solar térmica.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD												
TIPO DE PROYECTO	CONTRATACIÓN PARA EJECUCIÓN	FINANCIAMIENTO	AÑOS RET. DE INV.	INVERSIÓN DE LA SPV	TASA DE INTERÉS PRÉSTAMO	TASA DE INTERÉS FONDO PROPIO	WACC	TIR PROYECTO	TIR EQUITY	VAN PROYECTO	VAN EQUITY	LCOE (\$/MWh)
PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	Directa por partidas DEVEX, CAPEX, OPEX.	100% Fondos propios	20	\$ 200,760.30	0.00%	10.00%	10.00%	10.50%	8.35%	\$ 211,804.62	\$ 203,880.68	113.50
	Directa por partidas DEVEX, CAPEX, OPEX.	70% Financiado 30% Fondo propio	23	\$ 60,228.09	9.89%	11.00%	8.49%	10.39%	11.38%	\$ 240,887.54	\$ 102,667.46	104.60
	Fee a éxito, EPC, OPEX.	100% Fondos propios	20	\$ 276,912.36	0.00%	7.00%	7.00%	7.44%	4.80%	\$ 292,235.72	\$ 281,984.30	123.90
	Fee a éxito, EPC, OPEX.	70% Financiado 30% Fondo propio	30	\$ 83,073.71	9.89%	3.00%	6.09%	7.16%	6.08%	\$ 313,887.37	\$ 83,485.89	117.00
PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	Directa por partidas, CAPEX, OPEX.	100% Fondos propios	20	\$ 224,884.87	0.00%	8.50%	8.40%	10.97%	8.85%	\$ 279,583.44	\$ 270,884.73	86.70
	Directa por partidas, CAPEX, OPEX.	70% Financiado 30% Fondo propio	20	\$ 67,465.46	9.89%	10.00%	8.19%	10.97%	10.75%	\$ 287,945.43	\$ 129,567.88	85.30
	EPC, OPEX.	100% Fondos propios	20	\$ 269,861.85	0.00%	6.50%	6.50%	9.08%	6.69%	\$ 348,232.82	\$ 338,461.43	89.30
	EPC, OPEX.	70% Financiado 30% Fondo propio	30	\$ 80,958.55	9.89%	9.00%	7.89%	8.77%	9.46%	\$ 294,155.88	\$ 102,017.51	97.00

Nota. Elaboración propia.

Al analizar el proyecto solar fotovoltaico en dos escenarios de contratación y dos modalidades de financiamiento, se concluye lo siguiente:

- Al ejecutar el proyecto de forma directa, y aplicar Project Finance, se obtienen mejores resultados en la TIR PROYECTO y la TIR EQUITY y además disminuye el LCOE, que si se lo ejecutara con financiamiento propio en su totalidad.
- Al ejecutar el proyecto mediante contrato Fee a Éxito y EPC, y aplicar Project Finance, se obtienen mejores resultados en la TIR PROYECTO y la TIR EQUITY y además disminuye el LCOE, que si se lo ejecutara con financiamiento propio en su totalidad. Sin embargo, el porcentaje de financiamiento no es posible inclusive a un plazo de 30 años es decir igual a la vida útil, por lo que será necesario replantear el porcentaje de financiamiento externo, lo cual implicará el uso de mayor fondo propio que podría usarse en otros fines.
- Además es importante aclarar que en los proyectos desarrollados con financiamiento propio, la razón por la que la TIR PROYECTO es superior a la TIR EQUITY, es que la TIR EQUITY considera un CAPEX de mantenimiento.

Al analizar el proyecto solar térmico en dos escenarios de contratación y dos modalidades de financiamiento, se concluye lo siguiente:

- Al ejecutar el proyecto de forma directa, y aplicar Project Finance, se mantiene la TIR PROYECTO que si se lo realiza con financiamiento propio, sin embargo se prevé mejor rentabilidad en los fondos propios al obtener una TIR EQUITY más alta y además disminuye el LCOE pero con una diferencia no tan marcada.

- Al ejecutar el proyecto mediante contrato EPC, y aplicar Project Finance, se obtienen mejores resultados en la TIR EQUITY, pero no sucede lo mismo con la TIR PROYECTO y el LCOE es más alto. Además se recalca que el porcentaje de financiamiento debe ser replanteado ya que no es posible inclusive para 30 años de préstamo, lo cual implica un mayor aporte por parte de la SPV, fondos que podrían ser ocupados para otros fines.
- Además es importante aclarar que en los proyectos desarrollados con financiamiento propio, la razón por la que la TIR PROYECTO es superior a la TIR EQUITY, es que la TIR EQUITY considera un CAPEX de mantenimiento.

Notablemente las mejores condiciones económicas se presentan son cuando se ejecutan los proyectos de forma directa, es decir al precio por desglose de partidas DEVEX, CAPEX, OPEX según corresponda y aplicando Project Finance; esto sirve de guía al lector, de que en caso de que una SPV no pueda ejecutar un proyecto energético y deba ser ejecutado por un tercero como única opción, se deberán plantear porcentajes de financiamiento considerando un plazo de préstamo que se ajuste a su flujo de caja y tasas de interés de fondos propios rentables.

Los valores de LCOE obtenidos, si se comparan con precios internacionales son relativamente altos, esto es atribuible a las elevadas inversiones que implican los proyectos ya que en el país son tecnologías comparativamente nuevas y también es imputable a la alta tasa de interés de los préstamos, por lo que una luz verde a la ejecución de estos proyectos sería un financiamiento por entidades bancarias que exijan menores tasas de interés.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones.

- La propuesta técnico-económica básica muestra valores muy favorables para que el proyecto obtenga la subvención esperada del gobierno, a través del estudio económico se llegó a determinar que se tiene un retorno de la inversión (Payback) al quinto año de producción de la planta, esto quiere decir que a partir del quinto año, aparte de tener un ahorro en energía del 50% y contribuir con el medio ambiente, se tienen ingresos económicos los cuales van a ser reinvertidos en la planta en mantenimientos pago de salarios y nuevas inversiones.
- El diseño de la planta fotovoltaica propuesta para los residentes del conjunto el Manantial, cumple con las condiciones para obtener la subvención y necesidades energéticas demandadas, el 50% de ahorro es posible llegar a conseguirlo gracias al recurso solar existente en la zona, se cumplió además con el proceso de selección de personal teniendo dentro de la fuerza laboral el 40% de personal femenino, contribuyendo así con la inclusión de género sin discriminar al personal femenino el cual está muy bien preparado para cumplir los objetivos del proyecto.
- El diseño, construcción y operación del sistema fotovoltaico aislado, cumple las necesidades energéticas para el funcionamiento de una caseta de obra y la posterior gestión de la planta fotovoltaica, además está contemplado dentro de los costes iniciales de inversión ya que la ubicación del mismo se encuentra dentro del área rentada, por lo que no se incurrirá en costos adicionales por arriendo de terreno.
- Las aplicaciones de energía solar térmica son infinitas y siempre deberá diseñarse acorde a las necesidades particulares de la demanda, ya sea en ACS o en calefacción, sin duda representan una innegable alternativa al tradicional uso de derivados del petróleo como el gas licuado, no obstante para el caso particular de Ecuador, se concluye que una vez que el subsidio del GLP se extinga, la energía solar térmica será la alternativa más viable técnica y económica para el consumidor.
- Al realizar un estudio comparativo del precio de venta de energía solar termoeléctrica resultante del análisis de 0.24 USD/kWh con el precio de venta de la energía solar fotovoltaica de 0.09 USD/kWh, ambos sistemas con un mismo periodo de retorno, se concluye que la energía solar termoeléctrica debe mejorar sus costos de implementación para ser más competitiva en el sector eléctrico.
- La determinación de valores de OPEX es esencial y se debe realizar tomando consideraciones muy finas como por el ejemplo el tipo de contrato de O&M, de elegirse un contrato que contemple la mano de obra de un tercero para trabajos preventivos y correctivos, es importante tener un porcentaje anual destinado a repuestos y unos CAPEX de MANTENIMIENTO cada 7 años durante la vida útil de la planta.

- Las mejores condiciones económicas de los proyectos solar fotovoltaico y solar térmico se presentan cuando se ejecutan de forma directa, es decir al precio por desglose de partidas DEVEX, CAPEX, OPEX según corresponda y aplicando Project Finance.
- En aquellos casos que una SPV no pueda ejecutar directamente un proyecto energético y deba ser ejecutado por un tercero como única opción, se deberán plantear porcentajes de financiamiento considerando un plazo de préstamo que se ajuste a su flujo de caja y tasas de interés de fondos propios rentables.
- Los valores de LCOE obtenidos, si se comparan con precios internacionales son relativamente altos, esto es atribuible a las elevadas inversiones que implican los proyectos ya que en el país son tecnologías comparativamente nuevas y también es imputable a la alta tasa de interés de los préstamos.

7.2. Recomendaciones.

- En la contratación del personal, se considerará mano de obra local, generando oportunidades de empleo, se recomienda que los residentes del conjunto el Manantial formen un comité ejecutivo con el fin de que formen parte de todo el proceso de construcción y operación de la planta.
- Se recomienda cumplir estrictamente con el manual de operación y mantenimiento planteado, con la finalidad de precautelar la vida útil del equipamiento y garantizar la producción proyectada durante los 30 años de operación de la planta.
- Mantener un plan logístico con los fabricantes de los diferentes equipos, para que en caso de requerir comprar repuestos o a su vez servicio técnico especializado, se tenga la disponibilidad inmediata.
- Establecer capacitaciones programadas al personal, con el fin de mantener un sistema de mejora e innovación continua.
- Se recomienda que los financiamientos para proyectos de energías renovables provengan de entidades bancarias que exijan tasas de interés bajas, ya que esto afectará directamente a la rentabilidad del proyecto.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abella, A. (2002). *Sistemas Fotovoltaicos*.
https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/38373658/SISTEMAS_FOTOVOLTAICOS-with-cover-page-v2.pdf?Expires=1655413627&Signature=V1xPMD0PUTj0jNaQRabSZfKt3r11C356O8nFK0OY15AHSIVgupG0K6FLLadchcILWfuy0UF2sZJioch0jSxuK6vobM40Dg-ASpN37dCyVVwJLzKX~2OdepXIN~0StjrS5sZyt
- ARCERNNR. (Agosto de 2019). *Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables*. <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/mar/LOSPEE-Registro%20Oficial%20Suplemento%20418,%2016%20enero%202015.pdf>
- ARCERNNR. (Junio de 2022). *Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables*. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/02/Mapa-normativo-e-Institucionalidad-del-SE-V10.pdf>
- BCE. (2022). *Banco Central del Ecuador*. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>
- Caisapanta, V. (Septiembre de 2018). ANÁLISIS DE LA APTITUD TERRITORIAL DEL PARQUE METROPOLITANO DEL SUR DE QUITO PARA ACTIVIDADES DE USO PÚBLICO. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Cambio energético. (Junio de 2022). *Especialistas en Ahorro Energético y Renovables*. COMPARATIVA 2022 DE BATERÍAS DE LITIO DE ALTO VOLTAJE PARA AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO: <https://www.cambioenergetico.com/blog/baterias-litio-alto-voltaje/>
- Cenace. (2020). *Factor de emisión de CO2 del Sistema Interconectado del Ecuador*.
- Diana, M. C. (2010). *Diseño del control y simulación de un sistema de Generación de Energía Eléctrica basado en Paneles Fotovoltaicos, un Inversor Trifásico Conectado a la red y una unidad de almacenamiento SMES*.
- El Confidencial. (Junio de 2022). *Las mejores baterías solares: rentabilidad, tipos y mantenimiento*. El Confidencial : https://www.elconfidencial.com/decompras/hogar/2021-10-18/mejores-baterias-solares-rentabilidad-tipos-mantenimiento_3306480/
- Energética, C. p. (2008). *Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica*. https://www.academia.edu/26056835/ATLAS_SOLAR_DEL_ECUADOR_CON_FINES_

DE_GENERACION_EL_CENTRICA_Corporacion_para_la_Investigacion_Energética

Energías renovables. (Marzo de 2022). *Paneles fotovoltaicos*. <https://energias-renovables-y-limpias.blogspot.com/2013/04/que-panel-comprarmonocristalinoo-policristalino.html>

Energypedia. (Mayo de 2022). *ESPECIFICACIONES TÉCNICAS*. https://energypedia.info/images/c/ca/Especificaciones_técnicas_CSA_2011.pdf

Flores, N., & Gominguez, M. (2015). *Medición de la eficiencia energética de los paneles solares de silicio*. Repositorio Centro de Investigaciones en material avanzado. <https://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1004/791/1/Norma%20Rosario%20flores%20Rivera%20Miguel%20%81ngel%20Dom%20%ADnguez%20Ram%20%ADrez%20Maestr%20%ADa%20en%20Energ%20%ADas%20Renovables.pdf>

FRONIUS. (Marzo de 2022). FRONIUS: <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/instaladores-y-socios/resumen-de-datos-tecnicos>

González, V. (2017). *Replanteo de instalaciones solares térmicas:MF0601_2*. Málaga: IC Editorial.

Guerrero, R. (2017). *Replanteo y funcionamiento de las instalaciones solares*. Andalucía: IC Editorial.

IDAE. (Enero de 2009). *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Tecnicas_Baja_Temperatura_09_082ee24a.pdf

INEC. (Junio de 2022). *Encuesta de Estratificación del Nivel Socioeconómico*. Instituto Nacional de Estadística y Censos: <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/encuesta-de-estratificacion-del-nivel-socioeconomico/>

INEN. (Junio de 2009). *ENERPRO*. <http://enerpro.com.ec/wp-content/uploads/2019/04/Norma-Solar-Termica-CEC.pdf>

Insa, J. (2014). *Significado capacidad de batería en C100, C20 o C5*. Monsolar: <https://www.monsolar.com/blog/significado-capacidad-bateria-c100-c20-c5/>

Jihad, M. (2014). *Cálculo y diseño de una instalación fotovoltaica situada en el polígono Riur Clar*. Repositorio Universitat Rovira Virgili. <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/2253pub.pdf>

Jinko Solar. (Marzo de 2022). Jinko Solar: <https://www.jinkosolar.com/en/>

- Luna, H. R. (2014). *“Diseño de un sistema fotovoltaico integrado a la red para el área de estacionamiento de la Universidad Tecnológica de Salamanca.* Chihuahua: Universidades Tecnológicas y Politécnicas.
- Madero Zuluaga, S. (2017). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO DE 10KW CON CONEXIÓN A LA RED DE POTENCIA EN LA PLANTA DE TRITURACIÓN Y MOLIENDA SERMITOL (SERVICIOS MINEROS DE TOLIMA).*
<https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/3168/Maderosandra2017.pdf?isAllowed=y&sequence=1>
- Menna. (Marzo de 2022). *Cómo funciona el panel fotovoltaico.* <https://como-funciona.co/el-sistema-fotovoltaico/>
- MRWATT. (2022). *MRWATT.* <https://www.mrwatt.eu/es/content/come-funziona-una-cella-solare>
- Puig, P., & Jofra, M. (2007). *Energía solar fotovoltaica.* <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2007/09/Cuadernos-energias-renovables-para-todos-solar-fotovoltaica-fenercom.pdf>
- Quiroga, D. S. (2012). *SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA.* Leganés.
- Quito Informa. (Marzo de 2022). *Municipio protege la flora y fauna del parque Metropolitano Sur.* <http://www.quitoinforma.gob.ec/2017/07/27/municipio-protege-la-flora-y-fauna-del-parque-metropolitano-sur/>
- RENOVABLES, A. D. (2021). *REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021.* https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/res_nro__arcernnr-013-2021.pdf
- Renovables, A. P. (2 de Agosto de 2019). *Amas Plus Energías Renovables .* <https://amasplusrenovables.es/instalacion-solar-fotovoltaica-conectada-a-red-vertido-cero/>
- Salazar, O. (Abril de 2020). *MARCO NORMATIVO PARA LA PARTICIPACION DE LA GENERACION DISTRIBUIDA.* https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/04/21_Inf-Sust-Reg-Gen-Distrib_V6_Dir.pdf
- SMA. (Marzo de 2022). SMA: <https://manuals.sma.de/STP50-40/es-ES/index.html>
- Solar, C. d. (2020). *Centro de Capacitación solar.* <https://docplayer.es/>
- SOLARGIS. (26 de Marzo de 2022). *Mapas de recursos solares de Ecuador.* <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/ecuador>

Soto Olea, G., Unidad de Edificación Sustentable, Agencia de Sostenibilidad Energética, Hernández Venegas, J., División de Ingeniería Eléctrica, Superintendencia de Electricidad y, Almarza, D., Asesor GIZ Chile, Jofré, I., Asesor GIZ Chile, Ukar, A., & PI Photovoltaik Institut. (Junio de 2022). *Ministerio de Energía Chile*. <https://techossolares.minenergia.cl/wp-content/uploads/2018/12/Template-Contrato-OM.pdf>

SUNGROW. (Marzo de 2022). *SUNGROW*. <https://spa.sungrowpower.com/productDetail/2283>

Telecomunicación, C. O. (2002). *Energía Solar Fotovoltaica*. <https://www.valsolarsystems.com/en>

Trina Solar. (March de 2022). Trina Solar: <https://www.trinasolar.com/us/resources/downloads>

UNFCCC. (2019). *Herramienta para el cálculo del factor de emisión de CO2*. <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

Vaca, F. O. (2019). *Mapa Solar del Ecuador 2019*. <https://www.epn.edu.ec/mapa-solar-del-ecuador/>

Velázquez Martí, B. (Junio de 2021). *Reguladores DC-DC Fotovoltaicos PWM*. <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/168554/Vel%c3%a1zquez%20-%20Reguladores%20DC-DC%20Fotovoltaicos.pdf?isAllowed=y&sequence=1>

Viessmann Manufacturing. (Abril de 2022). *VITOSOL 200 FM*. https://www.viessmann-us.com/content/dam/public-brands/ca/pdfs/solar/vitosol_200-fm_tdm.pdf/_jcr_content/renditions/original./vitosol_200-fm_tdm.pdf


9. APÉNDICES

Apéndice A. Módulo Fotovoltaico Vertex S – Trina Solar

Mono Multi Solutions

TALLMAX^M

TSM-DE15M(II)




144 HALF-CUT MONOCRYSTALLINE CELLS

390-415W POWER OUTPUT RANGE


20.7% MAXIMUM EFFICIENCY

0/+5W POSITIVE POWER TOLERANCE

- 


High power output

 - Multi busbar technology combined with mono PERC cells
 - Reduced BOS costs with higher power bins and 1,500V system voltage
 - Consistently high bankability ratings by BNEF, banks and investors

- 


Half-cut cell design brings higher efficiency

 - Optimized power output under inter-row shading conditions
 - Low thermal coefficients for higher energy yield at elevated operating temperatures
 - Reduced interconnection losses

- 

Highly reliable due to stringent quality control

 - Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
 - In-house testing goes well beyond certification requirements
 - PID resistant
 - 2x 100% inline EL inspection

- 




Certified to withstand challenging environmental conditions




 - Salt Mist Corrosion
 - Ammonia Corrosion
 - Blowing Sand

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina Solar as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

Comprehensive Product And System Certificates

IECS1215/IECS1798/UL1703
IECS1701 Salt Mist Corrosion
IECS2716 Ammonia Corrosion
IECS0068 Blowing Sand
ISO9001 ISO14001 OHSAS18001

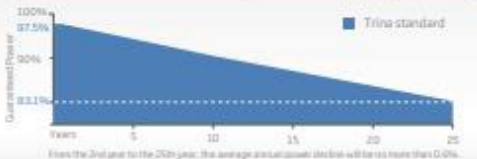




Trinasolar

PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty- 25 Year Power Warranty

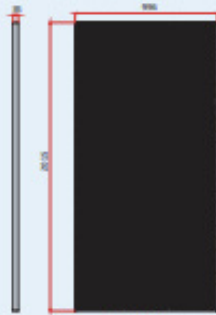


From the 2nd year to the 25th year, the average annual power decline will be no more than 0.0%.

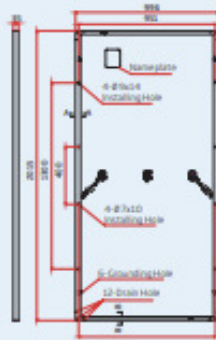
TALLMAXTM

TSM-DE15M(II)

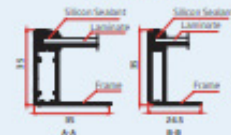
DIMENSIONS OF PV MODULE TSM-DE15M(II) (unit: mm)



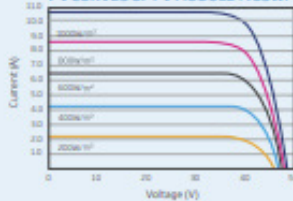
Front View



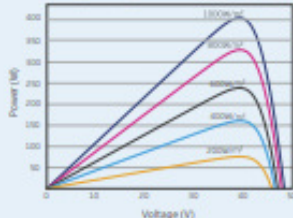
Back View (Portrait)



I-V CURVES OF PV MODULE (405W)



P-V CURVES OF PV MODULE (405W)



ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-390 DE15M(II)	TSM-395 DE15M(II)	TSM-400 DE15M(II)	TSM-405 DE15M(II)	TSM-410 DE15M(II)	TSM-415 DE15M(II)
Peak Power Watts- P_{max} (W)*	390	395	400	405	410	415
Power Output Tolerance- P_{max} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- U_{mp} (V)	40.0	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	9.75	9.86	9.92	10.0	10.07	10.15
Open Circuit Voltage- U_{oc} (V)	48.5	48.7	49.0	49.2	49.4	49.6
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	10.30	10.37	10.45	10.52	10.59	10.66
Module Efficiency η_m (%)	19.4	19.7	19.9	20.2	20.4	20.7

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5
*Measuring tolerance: ±2%

ELECTRICAL DATA @ NMOT	TSM-390 DE15M(II)	TSM-395 DE15M(II)	TSM-400 DE15M(II)	TSM-405 DE15M(II)	TSM-410 DE15M(II)	TSM-415 DE15M(II)
Maximum Power- P_{max} (W)	295	299	302	306	310	314
Maximum Power Voltage- U_{mp} (V)	37.6	37.8	38.0	38.2	38.4	38.6
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	7.84	7.90	7.95	8.01	8.07	8.13
Open Circuit Voltage- U_{oc} (V)	45.7	45.9	46.2	46.4	46.6	46.8
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	8.30	8.36	8.42	8.47	8.53	8.58

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 x 24)
Module Dimensions	2015 x 996 x 35 mm
Weight	22.0 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 6B rated
Cables	Photovoltaic Cable 4.0mm ² , Portrait: N 140mm/P 285mm, Landscape: N 1400mm/P 1400mm
Connector	TS4

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3K)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.36%/K
Temperature Coefficient of U_{oc}	-0.26%/K
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/K

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A
Snow Load	5400Pa (3600Pa*)
Wind Load	2400Pa (1600Pa*)

*design load with safety factor 1.5
(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box:	30 pieces
Modules per 40' container:	660 pieces

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Linear Performance Warranty

(Please refer to product warranty for details)



Apéndice B. Tracker 1 Eje Vanguard– Trina Solar



Vanguard™ 550-2P
TRACKER Single-Row / Multidrive System

About TrinaTracker
Flexible solutions adapted to our clients' needs
Customized services and the widest portfolio of products across the entire value chain.
TrinaTracker's highly qualified team and state of the art R&D department offer responsive support to our clients' needs.

Quality
TrinaTracker has a worldwide reputation of delivering high quality and reliable solutions. TrinaTracker solutions are designed to provide the best levelized cost of electricity.

In-house production and a worldwide supply chain network
TrinaTracker's production facility and supply chain network offer the highest quality with reduced lead times ensuring the best client support.



Compatible with Larger Modules

Vanguard 550-2P is designed to reduce LCOE with larger modules.
Compatible with **210 mm** wafer size



Upgraded Multidrive System

Better wind tolerance, high adaptability and synchronization, greatly improving the stability of the system.



Innovative SuperTrack Technology

According to real-time weather and actual terrain conditions, smart algorithm dynamically optimizes tracking angle, increases receiving radiation and reduces shading loss.

UP TO **8%** yield gain



More Modules Per Tracker

Designed with two-in-portrait configuration (2P), up to 4 strings of 1500V system per row.

UP TO **120** modules per tracker



Fewer Piles Per MW

7 piles per row (standard configuration), number of piles per MW has been optimized.

UP TO **45%** fewer piles

OPTIMIZED BEARING DESIGN

- Global patented spherical bearings, up to 30% angle adjustability.
- Alleviate the damage caused by uneven foundation settlement during operation.
- Release the extra stress caused by the deformation of the tracker system, reduce the load and failure rate of each component.



WIND TUNNEL TESTED BY RWDI

Static load + dynamic load dual test
3D flutter stability analysis and shock response
Evaluation of precise wind load distribution on tracker system.



TrinaTracker

TECHNICAL SPECIFICATIONS

GENERAL FEATURES

Solar tracker type	Single row Single-Axis
Tracking range	±55° (110°)
Driver	Linear actuator
Configuration	Two modules in portrait (2P) up to 4 strings per tracker (1500V string)
Solar module supported	Framed
Foundation options	Direct ramming / Pre-drilling + ramming / Micropile / PHC piles
Pile section	W
Modules attachment	Bolts, Rivets and Clips
Piles per MW (550Wp module)	~106 piles/MW ⁽¹⁾ (120 modules per row)
(450Wp module)	~130 piles/MW ⁽²⁾ (120 modules per row)
Terrain adaptability	15% N-S ⁽³⁾
Wind and snow loads tolerance	Tailored to site requirement
Rear shading factor	0.8%

STRUCTURE

Material	Steel S275 & S355 (EN 10025) or equivalent
Coating	HDG, Z275 (G90) and ZM310 ⁽⁴⁾

CONTROLLER

Controller	Electronic board with microprocessor
Ingress protection marking	IP65
Tracking method	Astronomical algorithms + SuperTrack technology ⁽⁵⁾
Advanced wind control	Smart wind gust alarm
Anemometer	Electric pulse/Ultrasonic
Night-time stow	Configurable
Communication with the tracker	Wired option: RS485 Wireless option: LoRa/Zigbee
Operating conditions	Altitude < 5000m ⁽¹⁾ Temperature: -30°C to 60°C
Sensors	Digital inclinometer
Power (motor drive)	DC motor: 0.15kW
Power supply	Grid connection / String powered / Self-powered with battery

WARRANTY (extendable)

Structure	10 years
Driver and control components	5 years

(1) Depending on layout

(2) For scenarios beyond the scope of use, please consult TrinaTracker

(3) Standard configuration. Other coating under request

(4) Includes smart tracking algorithm and smart backtracking algorithm

(5) Standard configuration. Different conditions under request

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: DS-TT-0001

Apéndice C. Inversor Fotovoltaico – SMA

SUNNY TRIPOWER CORE1 STP 50-41



Económico

- Equipo de fácil montaje e instalación
- Sin necesidad de utilizar fusibles de CC
- Seccionador de CC integrado

Integración completa

- Acceso WiFi integrado con cualquier dispositivo móvil
- 12 entradas de string directas reducen el esfuerzo de trabajo y material
- Función de protección contra arco voltaico (AFCI)
- Protección contra sobretensión CA/CC (opcional)

Instalación rápida

- Rápida conexión a la red con una configuración y una puesta en marcha sencillas del inversor
- Acceso óptimo a las zonas de conexión

Máximo rendimiento

- Sobredimensionado de hasta el 150 % del generador fotovoltaico
- Aumento del rendimiento sin trabajo de montaje gracias a la gestión de sombras integrada SMA ShadeFix
- Diagnóstico de generadores I-V

SUNNY TRIPOWER CORE1

Stands on its own

El Sunny Tripower CORE1 es el primer inversor de string de montaje independiente del mundo para sistemas descentralizados sobre tejados y espacios abiertos, así como en plazas de aparcamiento cubiertas. El CORE1 es la tercera generación de la familia de productos de éxito Sunny Tripower y revoluciona el mundo de los inversores comerciales con su concepto innovador. Los ingenieros de SMA buscaban combinar un diseño único con un método de instalación innovador para incrementar así claramente la velocidad de instalación y obtener un retorno de la inversión óptima para todos los grupos destinatarios. Desde la entrega hasta la instalación, pasando por el funcionamiento, el Sunny Tripower CORE1 permite ahorrar grandes costes logísticos, de mano de obra, material y servicio técnico. Desde este momento, las instalaciones de energía fotovoltaica comerciales pueden convertirse en realidad de forma más rápida, segura y sencilla que antes.

Apéndice D. Producción Anual- PVGIS



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

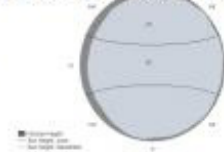
Provided inputs:

Latitude/Longitude: -0.311,-78.496
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-NSRDB
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 1 kWp
 System loss: 8 %

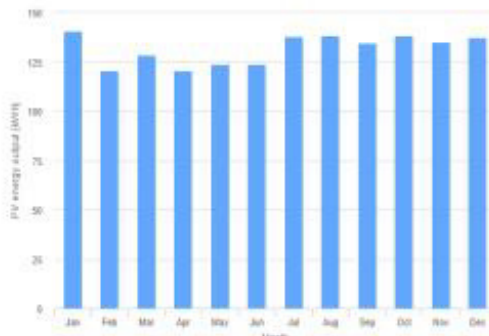
Simulation outputs

Slope angle: 5 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 1579.12 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1894.55 kWh/m²
 Year-to-year variability: 62.58 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.14 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -6.46 %
 Total loss: -16.65 %

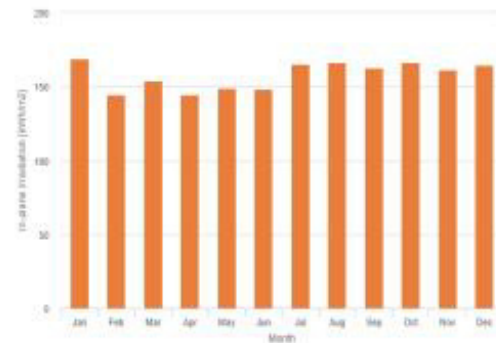
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E _m	H(i) _m	SD _m
January	140.6	168.9	12.9
February	120.7	144.8	14.2
March	128.4	153.9	8.2
April	120.4	144.3	9.3
May	123.9	148.6	7.5
June	123.6	148.1	8.1
July	137.8	165.1	8.1
August	138.3	166.3	7.0
September	134.6	162.6	16.5
October	138.5	166.3	7.4
November	134.9	161.3	9.6
December	137.4	164.4	14.0

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission makes this website available to enhance public access to information about its activities and European policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimize disruptions caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been subject to technical errors or bugs that are not intentional and we cannot guarantee that our services will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems occurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/eurostat/index_en

Joint
Research
Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2022.

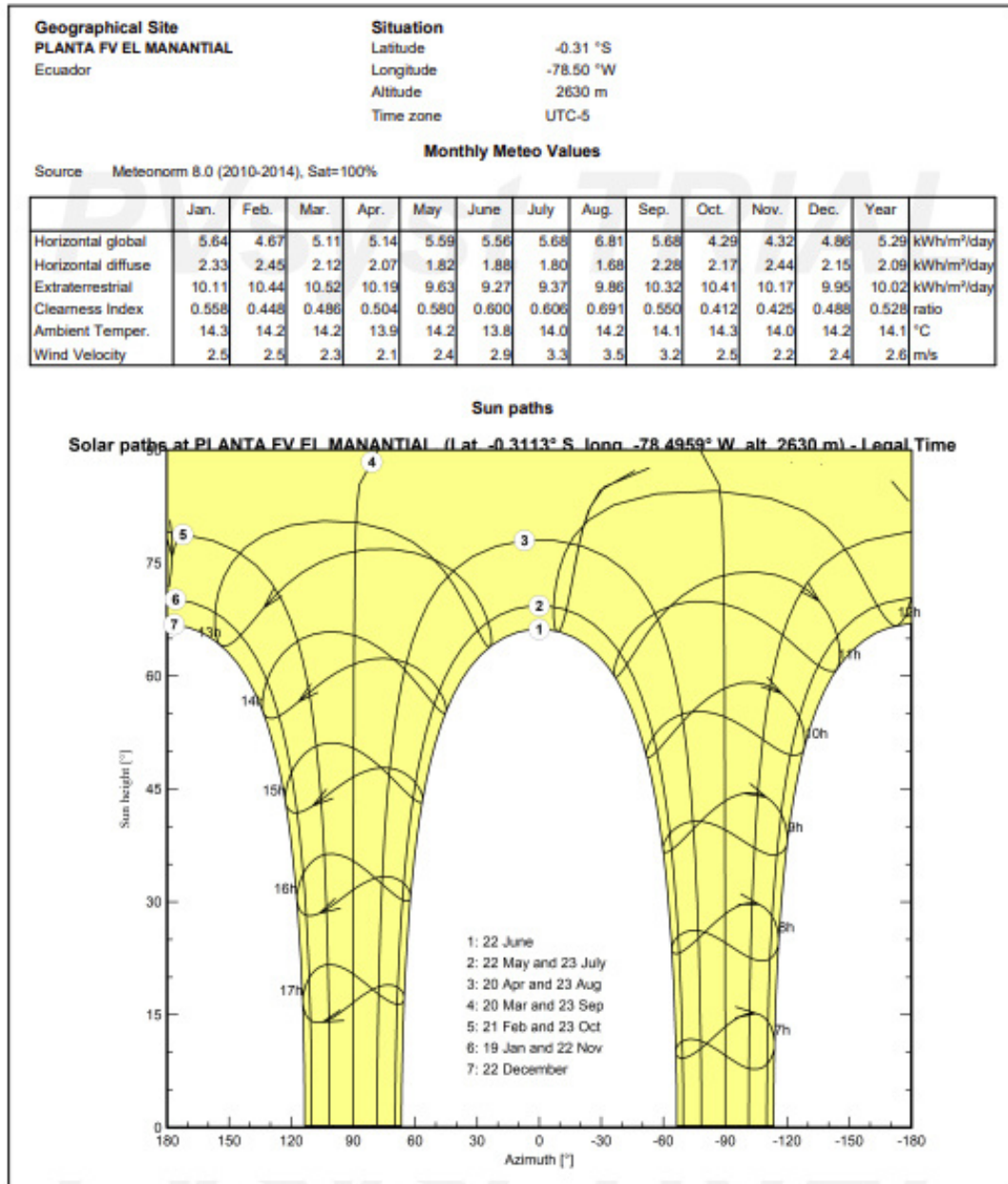
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2022/03/27

Apéndice E. Carta Solar – PVSyst



PVsyst V7.2.12



Apéndice F. Informe De Resultados Dimensionamiento Planta Fotovoltaica – PVSyst



Version 7.2.12

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: PLANTA FV QUITO

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 155 kWp

PLANTA FV EL MANANTIAL - Ecuador

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

| Author


Project: PLANTA FV QUITO

 Variant: New simulation variant
PVsyst V7.2.12

 VCO, Simulation date:
 27/03/22 20:44
 with v7.2.12

Project summary

Geographical Site PLANTA FV EL MANANTIAL Ecuador	Situation Latitude -0.31 °S Longitude -78.50 °W Altitude 2630 m Time zone UTC-5	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Hacienda San Isidro Meteorcnorm 8.0 (2010-2014), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System PV Field Orientation Tracking plane, horizontal E-W axis Normal azimuth to axis 0 °	No 3D scene defined, no shadings Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array Nb. of modules 378 units Pnom total 155 kWp	Inverters Nb. of units 3 units Pnom total 150 kWac Pnom ratio 1.033	

Results summary

Produced Energy	277.3 MWh/year	Specific production	1789 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.33 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6



Project: PLANTA FV QUITO

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.2.12

VC0, Simulation date:
27/03/22 20:44
with v7.2.12

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Trackers configuration	Models used
Orientation Tracking plane, horizontal E-W axis Normal azimuth to axis 0°	No 3D scene defined	Transposition Perez Diffuse Perez, Meteorom Circumsolar separate
Horizon Free Horizon	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module	Inverter
Manufacturer Generic	Manufacturer Generic
Model TSM-DE15M-(II)-410 (Original PVsyst database)	Model Sunny Tripower STP50-41-Core1 (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 410 Wp	Unit Nom. Power 50.0 kWac
Number of PV modules 378 units	Number of inverters 3 units
Nominal (STC) 155 kWp	Total power 150 kWac
Modules 21 Strings x 18 In series	Operating voltage 188-800 V
At operating cond. (50°C)	Phom ratio (DC:AC) 1.03
Pmpp 141 kWp	
U mpp 668 V	
I mpp 211 A	
Total PV power	Total inverter power
Nominal (STC) 155 kWp	Total power 150 kWac
Total 378 modules	Number of inverters 3 units
Module area 768 m ²	Phom ratio 1.03
Cell area 659 m ²	

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 52 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m ² K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Project: PLANTA FV QUITO

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.2.12

VC0, Simulation date:
27/03/22 20:44
with v7.2.12

Main results

System Production

Produced Energy

277.3 MWh/year

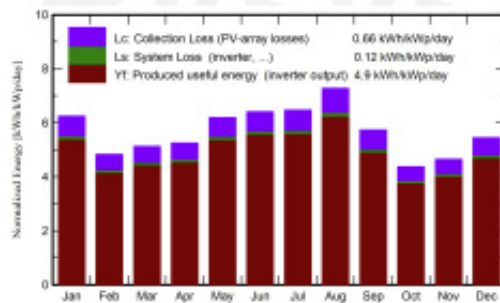
Specific production

1789 kWh/kWp/year

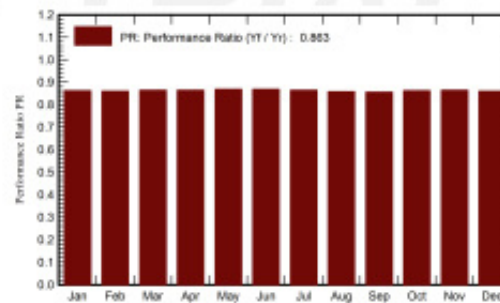
Performance Ratio PR

86.33 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	174.8	72.26	14.22	193.8	190.2	26.51	25.90	0.863
February	130.9	66.00	14.13	135.4	132.0	18.50	18.06	0.861
March	158.5	82.08	14.11	158.9	154.7	21.81	21.31	0.865
April	153.9	70.09	13.84	157.5	153.9	21.62	21.11	0.865
May	173.3	65.51	14.18	192.0	188.6	26.46	25.85	0.869
June	167.0	66.50	13.93	192.3	189.3	26.52	25.91	0.869
July	176.2	62.48	14.13	200.7	197.4	27.53	26.90	0.865
August	211.1	56.32	14.54	225.6	221.8	30.73	30.02	0.859
September	170.4	62.26	14.30	172.0	168.0	23.38	22.83	0.857
October	133.0	71.37	14.24	135.5	132.0	18.57	18.12	0.863
November	129.6	60.33	13.81	139.5	136.5	19.15	18.69	0.865
December	150.8	67.45	14.01	169.0	166.0	23.10	22.54	0.861
Year	1929.5	802.65	14.12	2072.3	2030.5	283.88	277.26	0.863

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

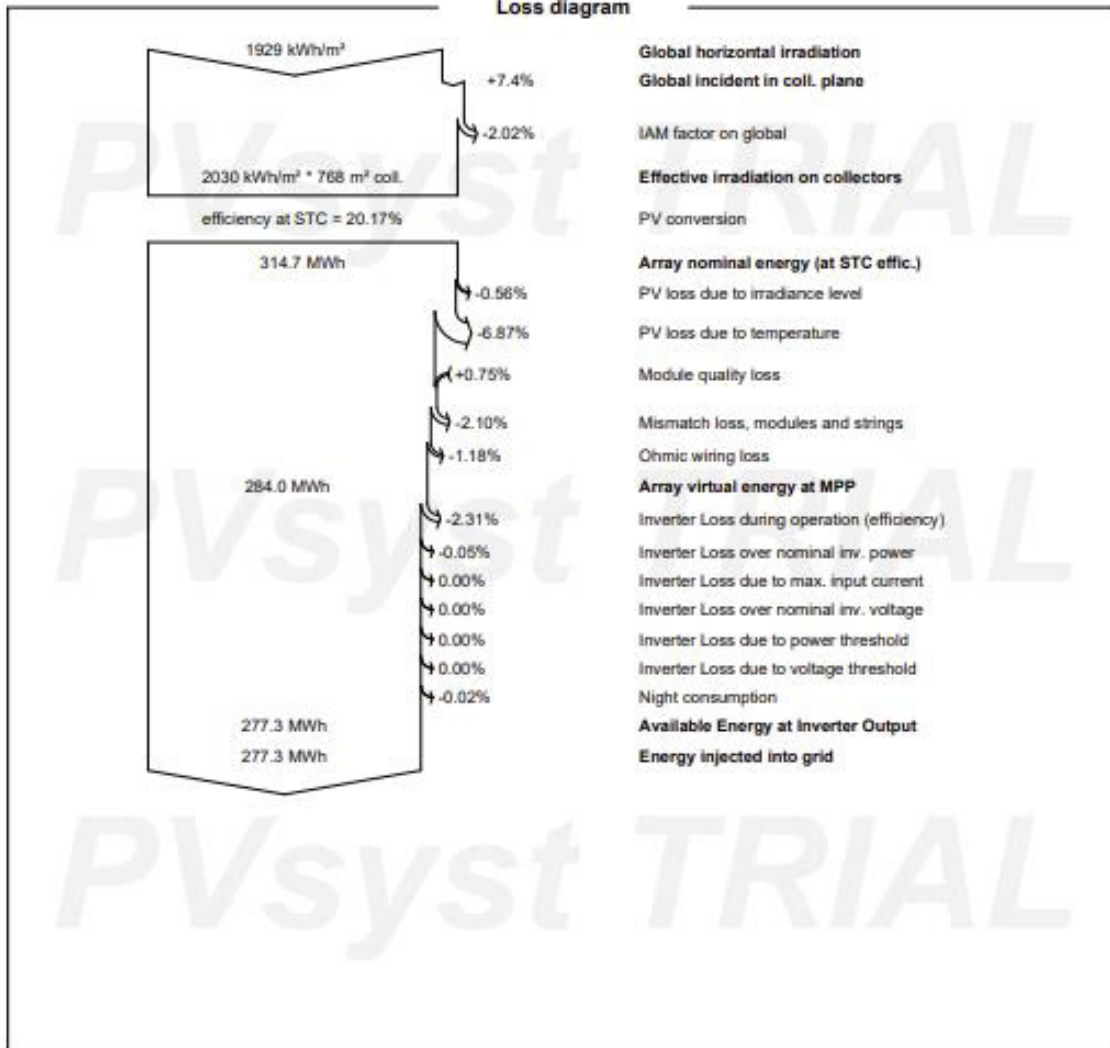


Project: PLANTA FV QUITO

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.2.12
 VC0, Simulation date:
 27/03/22 20:44
 with v7.2.12

Loss diagram





PVsyst V7.2.12

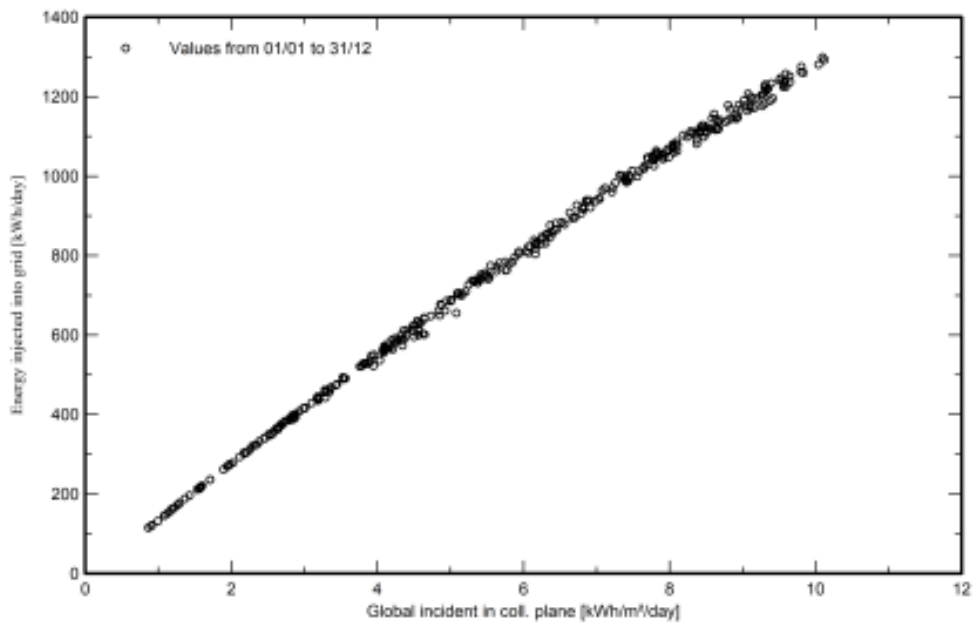
VC0, Simulation date:
27/03/22 20:44
with v7.2.12

Project: PLANTA FV QUITO

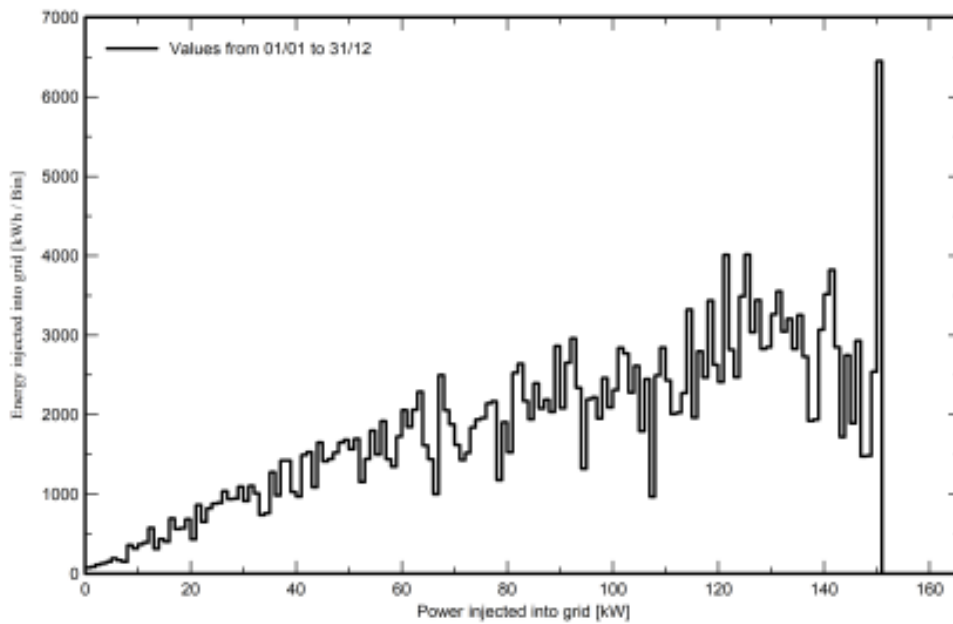
Variant: New simulation variant

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



Apéndice G. Módulo Fotovoltaico Para Sistema Aislado Sun Earth

Sun-Earth

www.suneastsolar.com

Mono-Crystalline



Superior products durability and reliability:
 To avoid micro cracks, small trails and corrosion caused by moisture, dust, salt mist and acid-base.



Low maintenance requirements and superior fire-protection rating.



Sun Earth East solar modules are guaranteed to work for more than 25 years so as to guarantee investor's profit. The modules are proved that the power depreciation is less than 20% after 25 years working.



Superior loading capacity: snow pressure of 5400PA and wind pressure of 2400PA.



PID FREE.



Superior design: module efficiency is up to 15.67% with white EVA (the maximum output power of 72pcs series is up to 200W) , particularly suitable for light demand projects.



M5 Hi-Eff Mono

DXM5-72P 180W~200W



Sun-Earth

M5 Hi-Eff Mono

DXM5-72P 180W~200W

SPECIFICATIONS

	STC			NOCT		
	180W	190W	200W	180W	190W	200W
Rated Power (Pmax):	180W	190W	200W	132.93W	140.32W	147.70W
Maximum Power (Pmax):	180W	190W	200W	132.93W	140.32W	147.70W
Rated Voltage at Pmax (Vmp):	36.2V	36.6V	37.0V	33.66V	34.03V	34.40V
Rated Current at Pmax (Imp):	4.97A	5.19A	5.41A	4.00A	4.17A	4.35A
Open-circuit Voltage (Voc):	44.6V	45.0V	45.4V	41.52V	41.90V	42.27V
Short-circuit Current (Isc):	5.47A	5.61A	5.75A	4.43A	4.54A	4.65A
Module Efficiency (ηm):	14.1%	14.9%	15.7%			
Maximum System Voltage:	1000VDC					
Application Class:	Class A					
Fire Resistance Class:	Class C					
Maximum Over-Current Rating:	10A					
Operating Temperature:	85% Rh, -40°C ~ +85°C					
Maximum Snow Loads (front):	5400Pa					
Maximum Wind Loads (front & back):	2400Pa					
Maximum Hailstone Impact (diameter @ 23m/s):	25mm					

· STC: irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, Air mass AM1.5 according to EN60904-3.
· NOCT: irradiance 603W/m², Ambient temperature 20°C, wind Speed 1m/s.
· Average efficiency reduction of 4.5% at 200W/m² according to EN60904-3.

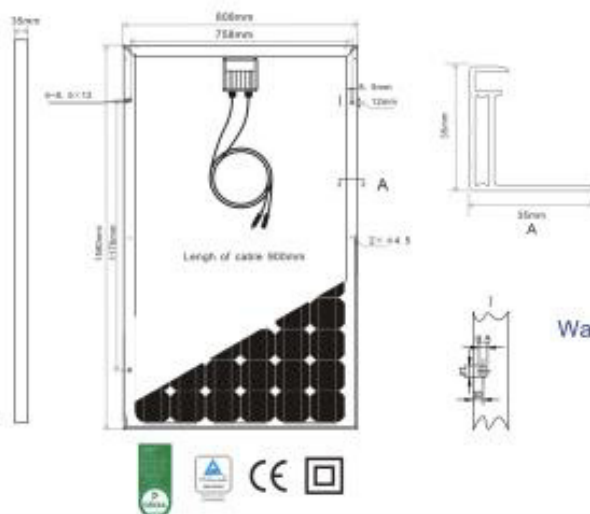
Thermal Characteristics:

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT):	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax (α Pmp):	-0.45%/°C
Temperature Coefficient of Voc (β Voc):	-0.3%/°C
Temperature Coefficient of Isc (α Isc):	+0.05%/°C

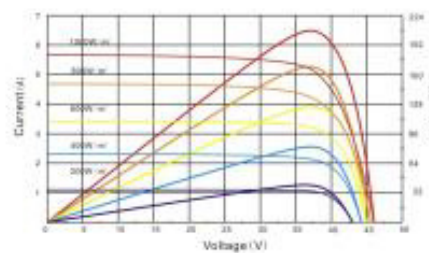
Construction Characteristics:

Front Cover:	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell:	72 pcs mono-crystalline 125×125mm
Anodized aluminum alloy Frame:	■ silver □ black
Junction Box (protection degree):	IP67
Cable (length/cross-sectional area):	900mm/4mm ²
Connector (protection degree):	IP67
Module Dimension (L×W×H):	1580×808×35mm
Weight:	14.3±3% kg

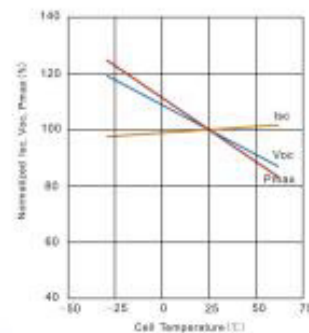
Dimensions (tolerance ±2mm)



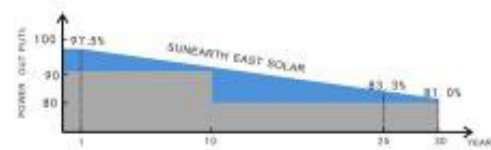
I-V (200W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Warranty:



Please refer to Sun Earth East Solar Product Warranty for details.

Apéndice H. Batería 12 V, 200 Ah – Narada

stored energy solutions for a demanding world

Narada

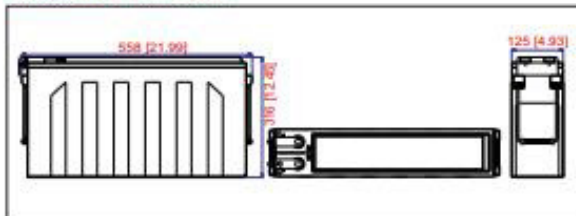
Model: **AG12V200**

AcmeG Series

The AcmeG range front access gel batteries is designed based on the Acme series. Using the polymer gel electrolyte with real front access structure. The state of the art internal and external design ensures AcmeG the high reliability and makes the installations quite simple and safe when placed on a standard relay rack tray or in a closed cabinet. The design float life is 12 years at 20°C(68°F).



Dimensions - mm [inch]



Specifications

Battery Model	AG12V200
Nominal Voltage	12V
Rated Capacity	200Ah - 20A for 10h to 1.80V/cell @25°C(77°F)
Typical Weight	61.0 kg
Internal Resistance	Approx 3.50mΩ
Temperature Ranges	Operation (maximum): -40°C to 50°C(-40°F to 122°F) Operation (recommended): 15°C to 25°C(59°F to 77°F) Storage: -20°C to 40°C(-4°F to 104°F)
Float Voltage	2.25V/cell@25°C(77°F)
Recommended Maximum Charging Current Limit	50 A
Equalize and Cycle Service	2.35V~2.40V/cell@25°C(77°F)
Self Discharge	The residual capacity is above 90% after 90 days storage(25°C/77°F)
Terminal	M6 Female
Terminal Hardware Torque	8 ± 1.0Nm
Container Material	ABS (V0 optional)

Constant Current Discharge Characteristics Units: Amperes (25°C, 77°F)

Discharge Voltage	10A	15A	20A	25A	30A	35A	40A	45A	50A	55A	60A	65A	70A	75A	80A	85A	90A	95A	100A
1.60V	554	348	229	168	138	78.8	55.9	44.1	37.5	32.0	25.3	20.4	17.5	10.9	9.13				
1.67V	519	342	226	168	136	78.1	55.6	44.1	37.2	31.7	25.1	20.3	17.4	10.8	9.05				
1.70V	501	336	222	167	135	77.7	55.4	44.0	37.1	31.6	25.0	20.2	17.3	10.7	9.01				
1.75V	475	321	213	164	134	77.1	55.1	43.8	36.9	31.2	24.8	20.1	17.2	10.6	8.93				
1.80V	427	295	201	156	130	75.5	54.2	43.3	36.3	30.7	24.6	20.0	17.1	10.6	8.89				
1.83V	389	276	191	150	128	73.5	53.2	42.8	35.5	29.9	24.3	19.8	16.9	10.5	8.84				
1.85V	370	263	187	144	124	71.5	52.3	42.2	35.0	29.6	24.0	19.6	16.8	10.5	8.79				

Discharge Data with Constant Power Units: Watts per cell (25°C, 77°F)

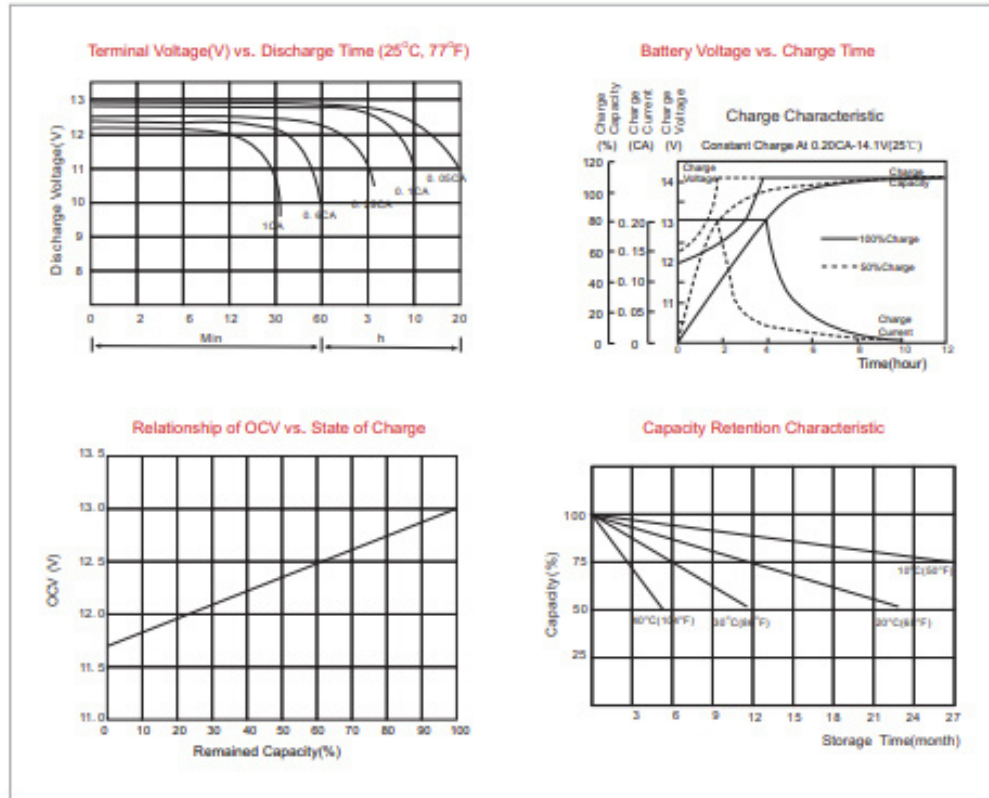
Discharge Voltage	10W	15W	20W	25W	30W	35W	40W	45W	50W	55W	60W	65W	70W	75W	80W	85W	90W	95W	100W
1.60V	967	642	411	330	281	166	118	91.9	77.3	65.8	50.5	43.3	37.5	22.9	19.1				
1.67V	914	625	408	328	279	166	118	91.5	77.0	65.6	50.4	43.2	37.4	22.8	19.0				
1.70V	881	613	406	327	278	165	117	91.3	76.7	65.5	50.3	43.2	37.3	22.7	19.0				
1.75V	814	590	398	322	274	164	117	90.8	76.2	65.1	49.9	43.1	37.2	22.4	18.9				
1.80V	748	558	386	312	267	161	114	89.7	75.1	64.6	49.6	42.9	37.0	22.1	18.9				
1.83V	726	528	374	304	260	156	112	88.6	74.0	63.9	49.4	42.6	36.7	21.9	18.8				
1.85V	712	504	366	297	254	153	109	87.5	72.7	63.1	49.1	42.5	36.5	21.6	18.8				

stored energy solutions for a demanding world

NARADA

Model: **AG12V200**

AcmeG Series



Charging Procedures

Application	Charge Voltage (V/Cell)			Max. Charge Current
	Temperature	Set Point	Allowable Range	
Cycle	25°C	2.40	2.35-2.40	0.25C
Standby	25°C	2.25	2.23-2.27	

Discharge Current VS. Discharge Voltage

Final Discharge Voltage V/Cell	1.80	1.70	1.55	1.30
Discharge Current (A)	0.2C ≥ (A)	0.2C < (A) < 0.5C	0.5C < (A) < 1.0C	(A) > 1.0C

NARADA POWER SOURCE CO.,LTD.
9F Building A, No. 50 Zijinghua Road, Hangzhou, China
Tel: +86-571-28827015 Fax: +86-571-28828290
Website: www.naradabattery.com E-mail: info@narada.biz

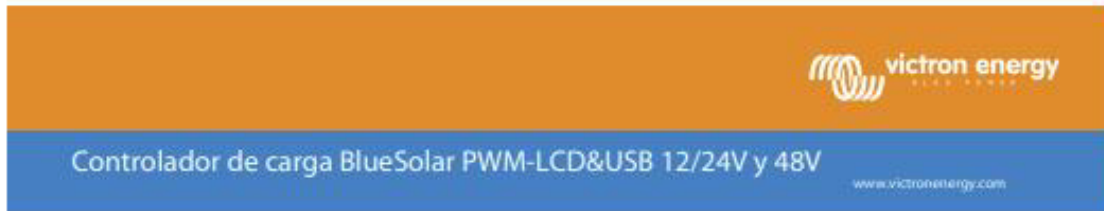
NARADA ASIA PACIFIC PTE.LTD.
65 Ubi Crescent #07-05 Holo centre, Singapore
Tel: +65-6848 1191 Fax: +65-6749 3498
E-mail: sales@narada.com.sg

NARADA EUROPE (UK) LIMITED
Spectrum House, Dunstable Road, Redbourn,
St. Albans, Herts AL3 7PR
Tel: +44 (0)845 371 7095 Fax: +44 (0)845 612 2031
E-mail: sales@naradaeurope.com



AG 12V200-02-N-EN (Ver. 03 July 2012) Subject to revision without prior notice. E.&O.E.

Apéndice I. Regulador/Controlador De Carga 20 A - Victron Energy



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



Controladores de carga BlueSolar
LCD&USB 12/24-5/10/20



Controladores de carga BlueSolar
LCD&USB 12/24-30 y 48-10/20/30

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		Sobretemperatura		
Protección contra sobrecarga	Desconexión tras 60 s en caso de alcanzar el 130% de carga						
	Desconexión inmediata en caso de cortocircuito						
Punto a tierra	Positivo común						
Rango de temp. de funcionamiento	-35 to +60°C (carga completa)						
Humedad (sin condensación)	Máx. 95%						
BATERIA							
Tensión de carga de "absorción"	Ajuste de fábrica: 14,4V / 28,8V				Ajuste de fábrica: 57,6V		
Tensión de carga de "floatación" (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: 12,0V / 24,0V				Ajuste de fábrica: 50,4V		
USB							
Tensión	5V						
Corriente	2A (total de 2 salidas)						
CARACA							
Clase de protección	IP20						
Tamaño de los terminales	6 mm ² / AWG16			16 mm ² / AWG6			
Peso	0,15kg			0,3kg			
Dimensiones (al x an x p)	96 x 160 x 36 mm (2,8 x 6,7 x 1,4 pulgadas)			100 x 184 x 77 mm (4,0 x 7,4 x 1,8 pulgadas)			
NORMAS							
Seguridad	EN62335-1, IEC 62109-1						
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-3, ISD 7637-2						
1) Para 12V utilice paneles solares de 36 células. Para 24V utilice paneles solares de 72 células, o 2 de 36 en serie. Para 48V utilice 2 paneles solares de 72 células o 4 de 36 células en serie.				2) El controlador consulta al nivel de tensión de flotación 2 veces 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.			

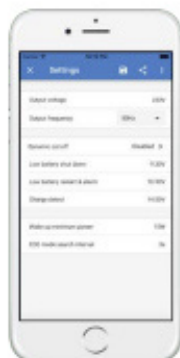
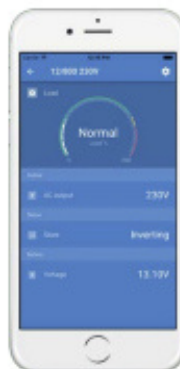
Apéndice J. Inversor Para Sistema Aislado 250 W- Victron Energy



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



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 https://www.victronenergy.com/bluetooth-direct-phoenix-inverters-dynamic-cut-off				
Desconexión por CC baja (totalmente ajustable)						
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 reinicio: 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
Tomas 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		Fíjase				
ESTANDARES						
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		ECER10-4				
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



Monitor de baterías BMV
El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de alta resolución para la medición de la tensión de la batería y de la 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 manera 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.



Mochila VE.Direct a Bluetooth Smart
(Debe pedirse por separado)

Apéndice K. Captador Solar Plano – Vitosol 200-FM



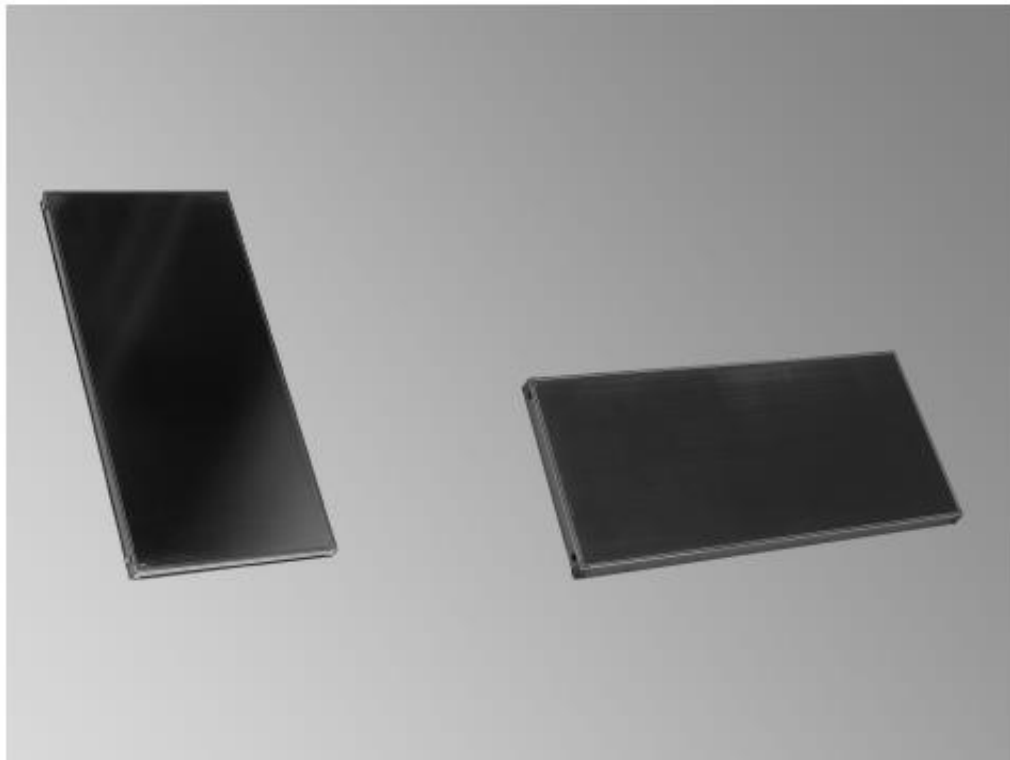
VIESSMANN

VITOSOL 200-FM

Colectores planos para el aprovechamiento de la energía solar

Datos técnicos

N.º de pedido y precios: consultar Lista de precios



VITOSOL 200-FM Modelo SV2F/SH2F

Colector plano para montaje vertical u horizontal,
para montaje sobre cubiertas planas e inclinadas, así como
para montaje sobre estructura de apoyo.
Modelo SH también en fachadas

Descripción del producto Vitosol 200-FM, modelos SV2F/SH2F

El componente principal de los colectores Vitosol 200-FM es el absorbedor con recubrimiento altamente selectivo, que garantiza una gran absorción de la radiación solar. El absorbedor cuenta con un tubo de cobre en forma de serpentín por el que circula el medio portador de calor.

El medio portador de calor recibe el calor del absorbedor a través del tubo de cobre. El absorbedor está envuelto en una carcasa altamente aislante, gracias a la cual se minimizan las pérdidas de calor del colector.

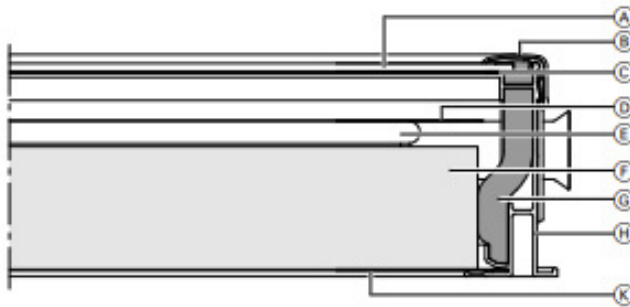
El excelente aislamiento térmico resiste elevadas temperaturas y evita la desgasificación. El colector está cubierto por una lámina de vidrio solar que se caracteriza por su bajo contenido de hierro, lo que incrementa la transmisión de la radiación solar.

Se pueden montar baterías de hasta 12 colectores interconectados. Para este fin se suministran tubos de unión flexibles hermetizados con juntas tóricas.

Un juego de conexión con uniones por anillos de presión permite conectar de forma sencilla la batería de colectores a las tuberías del circuito de energía solar. En la impulsión del circuito de energía solar se instala, con ayuda de un juego de vainas de inmersión, la sonda de temperatura del colector.

El colector está disponible en dos versiones

- Vitosol 200-FM, modelo SV2F/SH2F con absorbedor ThermProtect de autolimitación de temperatura para evitar la sobretemperatura del circuito solar sin necesidad de aerotermo u otros sistemas de disipación y sin formación de vapor*.



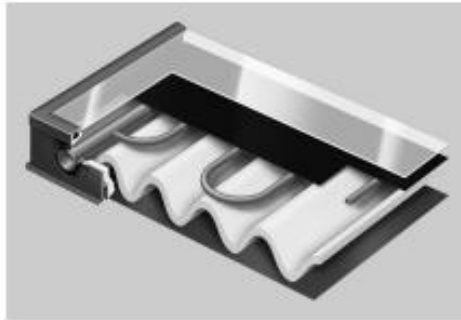
- (A) Cubierta de vidrio solar, de 3,2 mm
- (B) Listón embellecedor de aluminio en azul oscuro
- (C) Junta continua de la plancha de vidrio
- (D) Absorbedor
- (E) Tubo de cobre en forma de serpentín

- (F) Aislamiento térmico de material celular de resina de melamina
- (G) Aislamiento térmico de material celular de resina de melamina
- (H) Perfil de marco de aluminio en azul oscuro
- (K) Chapa de fondo de acero con recubrimiento de aluminio-zinc

Ventajas

- Potentes colectores planos para montaje integrado en cubiertas inclinadas y en cubiertas planas. Modelo Vitosol-FM con desconexión de temperatura ThermProtect para una instalación de energía solar de seguridad intrínseca frente a la sobretemperatura y sin formación de vapor.
- Absorbedor en forma de serpentín con colectores integrados. Se pueden conectar en paralelo hasta 12 colectores (entrando y saliendo por lados opuestos y trabajando a alto caudal) o hasta 8 colectores (entrando y saliendo por el mismo lado y a caudal bajo) (consultar instrucciones de planificación).
- Atractivo diseño del colector, marco en azul oscuro. Si se solicita, el marco está disponible en toda la gama de colores RAL.
- Gran rendimiento gracias al absorbedor con recubrimiento selectivo ThermProtect, cubierta estable completamente transparente de vidrio especial y aislamiento térmico de alta eficacia
- El marco de aluminio moldeado en una pieza y la junta continua del vidrio solar proporcionan una hermeticidad permanente y una gran estabilidad.
- Pared posterior resistente a los golpes y a la corrosión, fabricada en chapa de acero galvanizada
- Sistema de fijación de Viessmann de fácil montaje con piezas de acero inoxidable y aluminio comprobadas estáticamente y resistentes a la corrosión- estándar para todos los colectores Viessmann
- Conexión rápida y segura de los colectores mediante un conector flexible de tubos ondulados de acero inoxidable

Ventajas (continuación)



La tecnología ThermProtect está patentada por Viessmann, basada en el cambio de emisividad del tratamiento selectivo del absorbedor, cuyo componente principal es el dióxido de vanadio.

Datos técnicos

Los colectores solares Vitosol 200-FM, protegen las instalaciones solares por sí mismas, sin necesidad de accesorios adicionales ni vaciados, gracias a las propiedades ópticas del exclusivo recubrimiento selectivo ThermProtect, patentado por Viessmann.

Datos técnicos

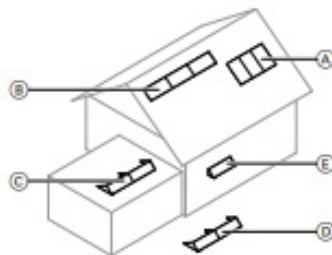
Modelo		SV2F	SH2F
Superficie bruta (dato necesario a la hora de solicitar subvenciones)	m ²	2,51	2,51
Superficie de absorción	m ²	2,32	2,32
Superficie de apertura	m ²	2,33	2,33
Distancia entre colectores	mm	21	21
Dimensiones			
Anchura	mm	1056	2380
Altura	mm	2380	1056
Profundidad	mm	90	90
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie de apertura:			
- Rendimiento óptico	%	81,6	81,9
- Coeficiente de pérdida de calor k_1	W/(m ² · K)	4,383	4,342
- Coeficiente de pérdida de calor k_2	W/(m ² · K ²)	0,022	0,036
Capacidad térmica	kJ/(m ² · K)	4,9	5,9
Peso	kg	41	41
Volumen de fluido (medio portador de calor)	Litros	1,83	2,40
Presión de servicio adm. (consultar el capítulo "Depósito de expansión solar")	bar/MPa	6/0,6	6/0,6
Máx. temperatura de inactividad del colector	°C	145	145
Capacidad de producción de vapor			
- Posición de montaje favorable	W/m ²	0	0
- Posición de montaje desfavorable	W/m ²	0	0
Conexión	Ø mm	22	22

Datos técnicos para determinar la clase de eficiencia energética (etiqueta ErP)

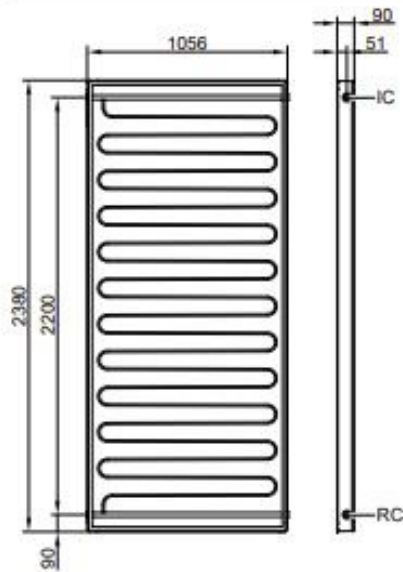
Modelo		SV2F	SH2F
Superficie total	m ²	2,33	2,33
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie total:			
- Rendimiento del colector η_{col} , con una diferencia de temperatura de 40 K	%	54	54
- Rendimiento óptico	%	75,7	76,0
- Coeficiente de pérdida de calor k_1	W/(m ² · K)	4,069	4,031
- Coeficiente de pérdida de calor k_2	W/(m ² · K ²)	0,020	0,034
Factor de corrección de ángulo IAM		0,89	0,92

¡Importante! gracias al tratamiento selectivo ThermProtect, con autolimitación de temperatura, no es necesario instalar aerotermos o cualquier otro tipo de disipación de temperatura.

Modelo		SV2F	SH2F
Posición de montaje (consultar la siguiente figura)		(A), (C), (D)	(B), (C), (D), (E)

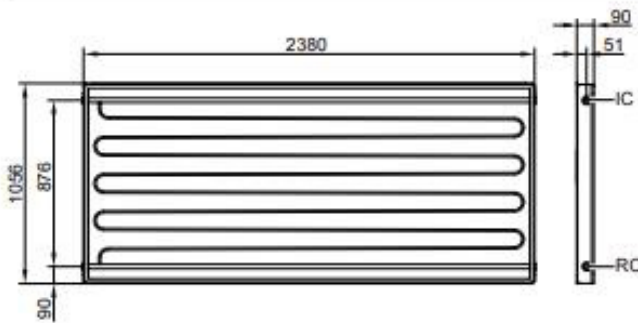


Datos técnicos (continuación)



Modelo SV2F

RCOL Retorno del colector (entrada)
 ICOL Impulsión del colector (salida)



Modelo SH2F

RCOL Retorno del colector (entrada)
 ICOL Impulsión del colector (salida)

Calidad probada


Calidad probada

Los colectores cumplen los requisitos de la insignia de protección del medio ambiente "Ángel Azul" según RAL UZ 73.

Comprobado de acuerdo con Solar-KEYMARK según EN 12975 o ISO 9806.

5458 606 ES

Calidad probada (continuación)

 Homologación CE conforme a las Directivas de la CE vigentes.

Sujeto a modificaciones técnicas sin previo aviso.

Viessmann, S.L.
Sociedad Unipersonal
C/ Sierra Nevada, 13
Área Empresarial Andalucía
28320 Pinto (Madrid)
Teléfono: 902 399 299
Fax: 916497399
www.viessmann.es

57 029 859 X