



*Maestría en*

# **ENERGÍAS RENOVABLES**

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

## **AUTORES:**

Crespo, Luis \_ Estudiante 1

Molina, Jonathan \_ Estudiante 2

Pérez, José \_ Estudiante 3

Torres, Byron \_ Estudiante 4

Valle, Alberto \_ Estudiante 5

## **TUTORAS:**

Andrea Rivadeneira

Puerto Pérez

**Proyecto solar fotovoltaico y solar térmico en la Urbanización “El Manantial”**



## CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Byron Jonathan Torres Blacio**, 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.

.....

**BYRON JONATHAN TORRES BLACIO**



Yo, **Alberto Sebastián Valle D´sttэфfano**, 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 SEBASTIÁN VALLE D´STTÉFFANO**



Yo, **José Rafael Pérez Oviedo**, 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.

.....  
**JOSÉ RAFAEL PÉREZ OVIEDO**



Yo, **Jonathan Boris Molina Jiménez**, 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.

.....  
**JONATHAN BORIS MOLINA JIMÉNEZ**



Yo, **Luis Alfredo Crespo Chamba**, 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.

.....  
**LUIS ALFREDO CRESPO CHAMBA**

## APROBACIÓN DEL TUTOR

Yo, Andrea Carolina Rivadeneira Pérez, certifico que conozco al autor/a del presente trabajo siendo la responsable exclusiva tanto de su originalidad y autenticidad, como de su contenido.

---

ANDREA CAROLINA RIVADENEIRA PÉREZ

DIRECTORA DE TESIS

## ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD

La Biblioteca de la Universidad Internacional del Ecuador se compromete a:

1. No divulgar, utilizar ni revelar a otros la **información confidencial** obtenida en el presente trabajo, ya sea intencionalmente o por falta de cuidado en su manejo, en forma personal o bien a través de sus empleados.
2. Manejar la **información confidencial** de la misma manera en que se maneja la información propia de carácter confidencial, la cual bajo ninguna circunstancia podrá estar por debajo de los estándares aceptables de debida diligencia y prudencia.

---

Andrea Rivadeneira  
Coordinadora Posgrados

---

Gabriela Fernández  
Gestora Cultural



## DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTO

El presente proyecto investigativo lo dedicamos principalmente a Dios, por ser el inspirador y darnos fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados.

A nuestros padres, por brindarnos su amor, trabajo y paciencia en todo este tiempo, gracias a ustedes hemos logrado llegar hasta este punto y convertirnos en lo que somos. Ha sido un privilegio y el orgullo de ser sus hijos, son los mejores padres.

A nuestros hermanos y hermanas por estar siempre presentes, acompañándonos y por el apoyo brindado, a lo largo de esta etapa importante de nuestras vidas.

A todas las personas que nos han brindado apoyo y han hecho que el trabajo se realice con éxito en especial a aquellos que compartieron sus conocimientos.

A nuestros tutores en el Máster de EERR por dedicarnos tiempo y paciencia para solventar todas nuestras dudas a pesar de la distancia, su conocimiento es valioso para nosotros.

# ÍNDICE GENERAL

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA.....	2
APROBACIÓN DEL TUTOR .....	7
ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD.....	8
ÍNDICE GENERAL .....	10
ÍNDICE DE FIGURAS .....	13
ÍNDICE DE TABLAS .....	16
LISTA DE APÉNDICES.....	20
RESUMEN .....	21
PALABRAS CLAVE.....	21
ABSTRACT .....	22
KEYWORDS .....	22
1. CARACTERÍSTICAS DE LA ENERGÍA SOLAR EN ECUADOR .....	24
2. DESCRIPCIÓN DE LOS MATERIALES.....	30
3. DISEÑO PARA SATISFACER LAS CONDICIONES ESTABLECIDAS EN CADA PAQUETE DE SUBVENCIONES.....	38
4. CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	39
5. MEMORIA DEL PROYECTO .....	44
11. DIMENSIONADO DEL SISTEMA AISLADO.....	71
12. CÁLCULO DE LA DEMANDA TÉRMICA PARA EL ESCENARIO DE ESTUDIO: PERFIL DIARIO Y ANUAL DE LA DEMANDA.....	83
13. DEFINICIÓN DEL CRITERIO DE CÁLCULO DEL ACUMULADOR .....	86

14.	EXTRAPOLACIÓN AL CONJUNTO DE LAS 100 VIVIENDAS DE LA COMUNIDAD OBJETO DEL ESTUDIO CON LOS CRITERIOS DE PROPORCIONALIDAD DESCRITOS EN EL APARTADO 1.....	87
15.	ELECCIÓN JUSTIFICADA DE EMPLAZAMIENTO Y UBICACIÓN DE EQUIPOS .	88
16.	ESQUEMA DE PRINCIPIO DE LA INSTALACIÓN TIPO ESTUDIADA .....	92
17.	ELABORACIÓN DE UNA MEMORIA DESCRIPTIVA INCLUYENDO EL DESARROLLO DEL PROYECTO HASTA LO VISTO EN LA PRIMERA PARTE ...	93
18.	DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN: .....	94
19.	ELABORACIÓN DE UNA MEMORIA DESCRIPTIVA QUE INCLUYA LA DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA, LOS CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS, LOS EQUIPOS INSTALADOS CON DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE LOS MISMOS.....	99
20.	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	113
21.	CÁLCULO DEL TIEMPO DE RETORNO SIMPLE DE LA INVERSIÓN.....	115
22.	CÁLCULO DEL CAMPO SOLAR MÁXIMO QUE SE PODRÍA INSTALAR EN LA SUPERFICIE DISPONIBLE, Y LA POTENCIA ELÉCTRICA DE LA TURBINA DE VAPOR ASOCIADA AL MISMO.....	117
23.	CÁLCULOS DE LA PRODUCCIÓN .....	119
24.	ESQUEMA DE PRINCIPIO DE LA INSTALACIÓN .....	119
25.	PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA PARA OBTENER EL MISMO PERIODO DE RETORNO QUE PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	121
26.	ELABORACIÓN DE MEMORIA DESCRIPTIVA QUE INCLUYA EL DESARROLLO LLEVADO A CABO Y SUS CONCLUSIONES EN LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA .....	125
27.	TIR Y VAN DE CADA PROYECTO, TOMANDO PARA AMBOS EL PERIODO DE 30 AÑOS DE VIDA ÚTIL.....	126
28.	LCOE DE CADA PROYECTO, CONSIDERANDO UNAS TASAS DE PROYECCIÓN DE CADA PARTIDA DE GASTOS A CRITERIO DE CADA GRUPO DE MANERA JUSTIFICADA.....	131
29.	JUSTIFICACIÓN DEL TIR PARA PROYECTO SOLAR FV.....	131



30.	JUSTIFICACIÓN DEL TIR PARA EL PROYECTO ST .....	132
31.	COMPARATIVO FINANCIERO .....	132
32.	APÉNDICES .....	134
33.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS (NORMAS APA) .....	140

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa solar del Ecuador .....	25
Figura 2. Mapa de Radiación Solar de la Provincia de Pichincha.....	25
Figura 3. Mapa de Ubicación General.....	26
Figura 4. Mapa de Ubicación General.....	26
Figura 5. Corte Esquemático Edificio de Aulas.....	27
Figura 6. Plano de Ubicación de Equipamientos (Distancia) .....	27
Figura 7. Aporte de Megavatios por Bloques de ERNC.....	29
Figura 8. Inversor Solis-(60)K-LV-5G .....	31
Figura 9. Inversor Solis-(60)K-LV-5G .....	33
Figura 10. Paneles solares.....	34
Figura 11. Soportes y elementos de sujeción.....	36
Figura 12. Fronius Smart meter 63A-1 .....	36
Figura 13. ubicación del sistema fotovoltaico .....	39
Figura 14. Potencial eléctrico fotovoltaico del Ecuador .....	40
Figura 15. Ubicación paneles solares Inversor 1 .....	41
Figura 16. Ubicación paneles solares Inversor 2.....	42
Figura 17. Ubicación paneles solares Inversor 3.....	42
Figura 18. Ubicación paneles solares Inversor 4.....	43
Figura 19. Ubicación paneles solares Inversor 5.....	43
Figura 20. Suciedad sobre los paneles .....	61
Figura 21. Cajas de conexión de strings .....	62
Figura 22. a) medición de PT b) Verificación de conexiones c) Mejora del sistema de PT .....	64

Figura 23. Irradiación global horizontal del Ecuador.....	73
Figura 24. Especificaciones del Panel Solar.....	75
Figura 25. Conductor clase solar.....	78
Figura 26. inversor a utilizar. MIC750TL-X.....	79
Figura 27. inversor a utilizar. MIC1500TL-X Datasheet.....	80
Figura 28. Baterías SOPZS.....	80
Figura 29. Perfil mensual de demanda térmica .....	85
Figura 30. Mapa de Ubicación General.....	88
Figura 31. Mapa de Ubicación General.....	89
Figura 32. Corte Esquemático de una vivienda.....	89
Figura 33. Ubicación de colectores solares.....	90
Figura 34. Medidas aproximadas del colector solar plano.....	91
Figura 35. Cotas aproximadas de DA .....	92
Figura 36. Esquema de sistema de circulación forzada. ....	92
Figura 37. Cobertura de la demanda térmica .....	99
Figura 38. Colector Solar VITOSOL 200 FM – SV2F. ....	101
Figura 39. Acumulador BAXI 200 litros.....	102
Figura 40. Bomba de circulación TACOFLOW2 SOLAR. ....	104
Figura 41. Tubería de cobre rígido.....	105
Figura 42. Diagrama de fricción para tubos de cobre .....	106
Figura 43. Tubería multicapa 20x2.....	107
Figura 44. Aislante para tubería 20/22 mm. ....	108
Figura 45. Vaso de Expansión. ....	108
Figura 46. Sistema de control –TERMICOL 400S.....	110

Figura 47. Termómetro – Marca WIKA.....	110
Figura 48. Manómetro – Marca WIKA.....	111
Figura 49. Válvula de esfera.....	112
Figura 50. turbina de vapor 3,5 MW marca SIEMENS modelo D-R SST 350.....	118
Nota: obtenido de	119
Figura 51. Esquema de la Central Termo solar de colectores cilindro – parabólicos.....	120

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Especificaciones Inversor.....	32
Tabla 2.	Especificaciones UPS .....	33
Tabla 3.	Parámetros eléctricos - Paneles solares .....	35
Tabla 4.	Datos generales contador bidireccional.....	37
Tabla 5.	Consumo medio anual viviendas conjunto “El Manantial”.....	39
Tabla 6.	producción pico del sistema fotovoltaico .....	43
Tabla 7.	Análisis comparativo de reducción de emisiones CO <sub>2</sub> en base al mix energético España y Ecuador.....	46
Tabla 8.	Costo de Equipos, alquiler de cubiertas y traslado de materiales.....	47
Tabla 9.	Costo de personal de instalación SFV.....	48
Tabla 10.	Costo de dirección de obra.....	48
Tabla 11.	Costo Factibilidad de ARCONEL.....	49
Tabla 12.	Costo Total del sistema FV conectado a la red. ....	49
Tabla 13.	Cronograma del procedimiento. ....	51
Tabla 14.	Tabla de verificación de cumplimiento de integridad y requisitos .....	52
Tabla 15.	Tabla de verificación de cumplimiento de integridad y requisitos mínimos. ....	54
Tabla 16.	Frecuencia de inspección de sistema de PT .....	65
Tabla 17.	Plan de Mantenimiento para una Central Fotovoltaica .....	68
Tabla 18.	Cálculo de la demanda energética .....	71
Tabla 19.	Pérdidas estimadas.....	71
Tabla 20.	Consumo medio energético diario (Wh/día) .....	72
Tabla 21.	Energía media (Qah).....	72
Tabla 22.	Número de paneles.....	73

Tabla 23.	Cálculo de número de paneles en serie .....	74
Tabla 24.	Cálculo de número de paneles en paralelo .....	74
Tabla 25.	Cálculo del número de paneles en paralelo.....	74
Tabla 26.	Módulos necesarios conectados en paralelo.....	75
Tabla 27.	Capacidad nominal de la batería en función de la descarga.....	76
Tabla 28.	Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional ....	76
Tabla 29.	Cálculo de corriente de entrada al regulador.....	77
Tabla 30.	Cálculo de corriente de salida del regulador.....	77
Tabla 31.	Cálculo del inversor.....	78
Tabla 32.	Cálculo de caída de tensión .....	78
Tabla 33.	Dimensionado de las protecciones.....	79
Tabla 34.	Datos meteorológicos de la ciudad de Quito .....	83
Tabla 35.	Irradiación solar mensual y promedio para Quito. ....	84
Tabla 36.	Factor corrección K.....	84
Tabla 37.	Radiación solar aprovechable en Quito.....	84
Tabla 38.	Demanda térmica anual .....	85
Tabla 39.	Demanda de ACS y Calefacción para cada vivienda de habitantes .....	87
Tabla 40.	Distribución de viviendas en la urbanización según tipología .....	87
Tabla 41.	Demanda Total de ACS y Calefacción para las 100 viviendas .....	88
Tabla 42.	Pérdidas de eficiencias por orientación de los CST.....	90
Tabla 43.	Energía absorbida por el captador .....	94
Tabla 44.	Dimensionamiento del acumulador .....	95
Tabla 45.	Cálculo parámetro $D_1$ .....	96
Tabla 46.	Cálculo parámetro $D_2$ .....	97

Tabla 47. Cálculos producción, rendimiento y aporte auxiliar.....	98
Tabla 48. Cómputo anual.....	98
Tabla 49. Especificaciones Colector Solar VITOSOL – SV2F .....	101
Tabla 50. Especificaciones Acumulador BAXI 200 litros .....	102
Tabla 51. Datos de flujo específico del sistema en base al colector.....	103
Tabla 52. Flujo en función del número de colectores. ....	103
Tabla 53. Especificaciones Bomba de circulación.....	104
Tabla 54. Tubería de Cobre rígido – gama Sanitub.....	106
Tabla 55. Espesores mínimos para el aislamiento (mm) de tuberías que transportan líquidos calientes.....	107
Tabla 56. Capacidad y Dimensiones - Vaso de Expansión. ....	109
Tabla 57. Especificaciones Técnicas del vaso de expansión. ....	109
Tabla 58. Especificaciones Técnicas del Sistema de control. ....	110
Tabla 59. Tipos de válvulas. ....	111
Tabla 60. Presupuesto detallado de equipos SST incluido instalación y puesta en marcha.	115
Tabla 61. Coste referencial de instalación SST.....	115
Tabla 62. Inversión Total de acuerdo a la superficie colectora.....	116
Tabla 63. Ratio estimado para cálculo del campo solar con almacenamiento.....	117
Tabla 64. Ratio estimada para cálculo del campo solar sin almacenamiento.....	118
Tabla 65. Datos técnicos de la turbina de vapor asociada. ....	119
Tabla 67. TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre. ....	126
Tabla 68. Tabla de resumen Gastos, Ingresos, Producción .....	126
Tabla 69. TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre .....	127
Tabla 70. Estructura de financiación del proyecto Solar Fotovoltaico.....	127

Tabla 71. Indicadores Solar Fotovoltaico .....	128
Tabla 72. Tabla de resumen Gastos, Ingresos, Producción .....	128
Tabla 73. Indicadores 100% financiación con fondos propios .....	129
Tabla 74. TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre .....	129
Tabla 75. Estructura de financiación del proyecto ST.....	129
Tabla 76. Indicadores Solar Térmico.....	130
Tabla 77. TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre con Capex Mto. ....	130
Tabla 78. Resumen de parámetros financieros.....	132

## LISTA DE APÉNDICES

Apéndice 1. Planos de situación .....	134
Apéndice 2. Plano de disposición de los paneles y equipos del sistema.....	135
Apéndice 3. Hojas de características técnicas de los equipos empleados .....	136
Apéndice 4. Datasheet Fronius Smart meter 63A-1 .....	137
Apéndice 5. Datasheet Inversor Solis-(60)K-LV-5G .....	138

## RESUMEN

En el siguiente trabajo se va a realizar el estudio para la implementación de un proyecto fotovoltaico para la urbanización el manantial, en la cual se espera un ahorro del 60% del consumo actual gracias a la subvención obtenida, este proyecto va a estar ubicado en la ciudad de Quito sector Conocoto, la urbanización cuenta con un grupo de 100 viviendas para lo cual se va a realizar el estudio del emplazamiento,, dimensiones de la planta solar, elección de los materiales a utilizar, presupuesto de implementación y estudio de rentabilidad.

El principal objetivo es la realización de un proyecto que se ajuste a los escenarios planteados y que analiza la viabilidad técnico económica de la implantación del sistema para la comunidad vecinal.

Con esto debemos mencionar que en el Ecuador existen políticas de promoción de energías renovables, por lo que es importante mencionar que el sector eléctrico es considerado como un pilar estratégico para el progreso económico y social del país, en el tiempo actual el país tiene en funcionamiento proyectos fotovoltaicos como El Aromo, en Manabí.

Es importante recalcar que hasta el 2024, se espera contar con el inicio y operación del primer bloque de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) de 500 MW, de los 1440 MW esperados. Las obras acarrearán el desarrollo productivo al país, además de avivar la electromovilidad y la eficiencia energética. [CELEC EP, (2021)]

## PALABRAS CLAVE

Análisis financiero, Energías Renovables, Solar Fotovoltaico, Solar Térmico, Eficiencia, Autoconsumo.

## ABSTRACT

In the following work, the study will be carried out for the implementation of a photovoltaic project for the El Manantial urbanization, in which a saving of 60% of current consumption is expected thanks to the subsidy obtained, this project will be located in the city of Quito, Conocoto sector, the urbanization has a group of 100 homes for which a site study will be carried out, dimensions of the solar plant, choice of materials to be used, implementation budget and profitability study.

The main objective is to carry out a project that adjusts to the proposed scenarios and that analyzes the technical and economic viability of the implementation of the system for the neighborhood community.

With this we must mention that in Ecuador there are policies to promote renewable energy, so it is important to mention that the electricity sector is considered a strategic pillar for the economic and social progress of the country, at the present time the country has in operation photovoltaic projects such as El Aromo, in Manabí.

It is important to emphasize that until 2024, it is expected to have the start and operation of the first block of Non-Conventional Renewable Energies (NCRE) of 500 MW, of the expected 1440 MW. The works will bring productive development to the country, in addition to reviving electromobility and energy efficiency. [CELEC EP, (2021)]

## KEYWORDS

Financial Analysis, Renewable Energies, Solar Photovoltaic, Solar Thermal, Efficiency, Self-consumption.

# Proyecto Fotovoltaico “El Manantial”

## 1. CARACTERÍSTICAS DE LA ENERGÍA SOLAR EN ECUADOR

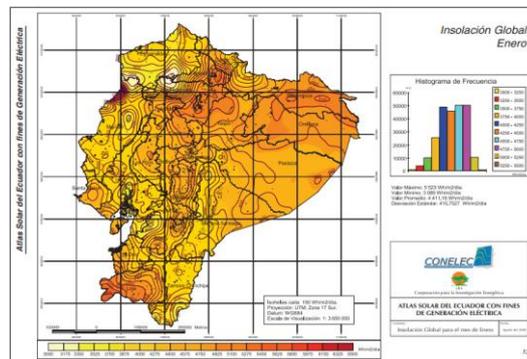
La energía solar, es un recurso renovable que brinda energía ilimitada, tiene un rol muy importante en el aspecto medioambiental debido al enfoque amigable para la generación de energía eléctrica limpia sin contaminación. La aplicación de tecnologías de energía solar se va fortaleciendo con el pasar del tiempo debido a los beneficios que las mismas ofrecen a la sociedad, los cuales no solo van enfocados al factor medioambiental sino también económicamente a quienes han preferido invertir en estas tecnologías.

Los convenios internacionales exigen una mayor responsabilidad con el medioambiente y por ello se está promoviendo el uso de tecnologías para la generación de energía limpia, por lo que en cada nación se otorgan incentivos económicos y tributarios para motivar su uso.

La historia reciente de la energía en Ecuador está dominada por el petróleo, tanto por su papel central en la economía de exportación del país, como por sus devastadores impactos ambientales en las regiones amazónicas, sufridos por las comunidades indígenas en particular. Si bien el país alberga una alta capacidad hidroeléctrica y continúa construyendo nuevas plantas hidroeléctricas, ha sido solo recientemente que el gobierno ha ampliado el apoyo a otras fuentes de energía bajas en carbono de manera significativa.

El Ecuador, un país ubicado en la línea ecuatorial y por el cual atraviesa la Cordillera de los Andes, lo convierte en un país rico en energías renovables como: solar, eólica, hídrica, geotérmica, entre otras. A pesar de poseer estas invaluable riquezas naturales el Ecuador no ha experimentado cambios que afecten a los niveles de vida tanto económico como social.

Gracias a su ubicación, Ecuador goza de un gran potencial para la generación de energía solar fotovoltaica (Figura 1). Para que se ponga en marcha una planta de energía eléctrica de este tipo se necesita de 5,2 horas de luz perpendicular promedio día al año y el Ecuador cuenta con zonas con hasta 6,3 horas según los datos obtenidos por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

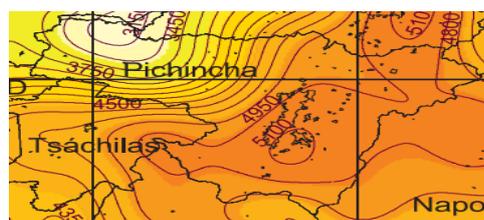


**Figura 1. Mapa solar del Ecuador**

*Nota: Atlas de Insolación – CIE, 2008*

Un valor medio aproximado de la radiación solar global en Ecuador es de 4200kWh/año muy superior al de España que es de 1400kWh/año por m<sup>2</sup>; en la parte peninsular; sin embargo, de acuerdo al Atlas solar del Ecuador (CONELEC 2007), se presentan variaciones de más de un 30% de unos lugares a otros en el Ecuador continental, y de más del 40% si se comparan con las islas Galápagos [Velasco, (2009)]

La gran variedad de condiciones atmosféricas y topográficas del Ecuador y el amplio rango de latitudes, desde las Galápagos hasta la Amazonia, genera una enorme diversidad de situaciones de radiación que obviamente condicionan los cálculos del tamaño de una instalación para que cubra una determinada demanda. En cuanto al tema que nos compete, se considera la Provincia de Pichincha, dado su gran potencial de radiación solar, (5100 Wh/m<sup>2</sup> /día) tal como se muestra en la Figura 2.

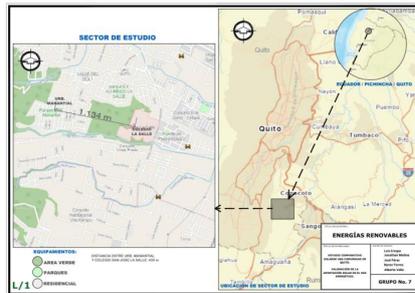


**Figura 2. Mapa de Radiación Solar de la Provincia de Pichincha**

*Nota: Atlas de Insolación – CIE, 2008*

### 1.1. Elección de emplazamiento específico

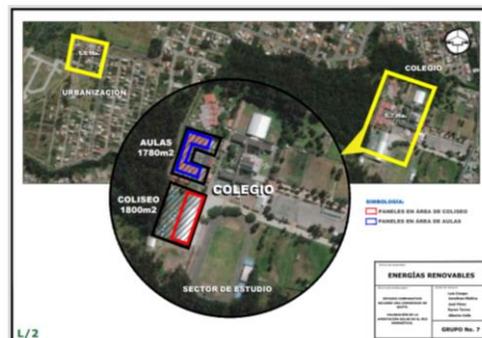
El grupo de 100 viviendas se encuentra ubicado en un barrio residencial al sur de Quito, en la urbanización el Manantial, para el desarrollo de un proyecto de energías renovables. (Figura 3)



**Figura 3. Mapa de Ubicación General**

*Nota: Elaboración propia*

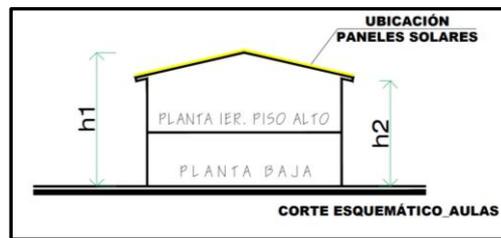
Se ha seleccionado el Colegio la Salle debido a que en los tejados de las aulas se tiene un área útil de 1780 m<sup>2</sup> a dos aguas, estos tejados tienen una inclinación de 30% de cada lado (Figura 4).



**Figura 4. Mapa de Ubicación General**

*Nota: Elaboración propia*

Las inclinaciones están 890 m<sup>2</sup> al oeste 890 m<sup>2</sup> al este siendo estos tejados con característica de diseño a dos aguas. Además de los tejados de las aulas tenemos 1 coliseo que tienen un área útil de 1800 m<sup>2</sup> (Figura 5).

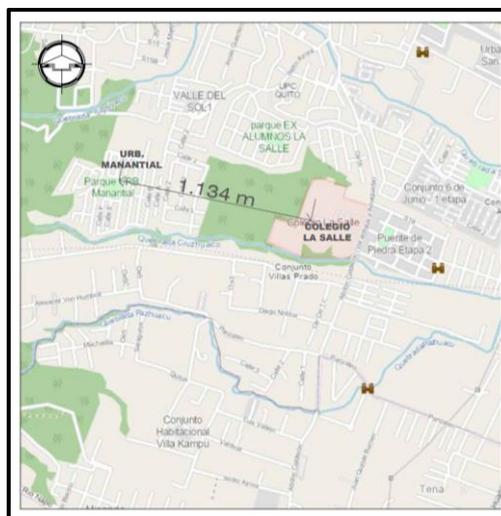


**Figura 5. Corte Esquemático Edificio de Aulas**

*Nota: Elaboración propia*

Al no existir sombras en esta ubicación se puede ocupar todos los tejados tanto de las aulas como del coliseo. Para el área de monitoreo se ha destinado una construcción de 3X3 mts<sup>2</sup> donde estarán ubicados los inversores, la computadora, ups, entre otros.

La distancia lineal del colegio la Salle a la urbanización El Manantial es de 1134 mts en línea recta cruzando un bosque. Al ser una unidad educativa se puede incentivar a los estudiantes el uso de energías renovables el cuidado de las mismas. Este emplazamiento ayudara tanto a la Urbanización El Manantial como al colegio directamente e indirectamente a todos los moradores del sector (Figura 6).



**Figura 6. Plano de Ubicación de Equipamientos (Distancia)**

*Nota: Elaboración propia*

## **1.2. Políticas de promoción de energías renovables en Ecuador y proyectos que se han realizado en el país.**

En 2021 el sector eléctrico dinamizó la economía nacional con un 93.2% de generación renovable y la exportación de más de 500 GWh.

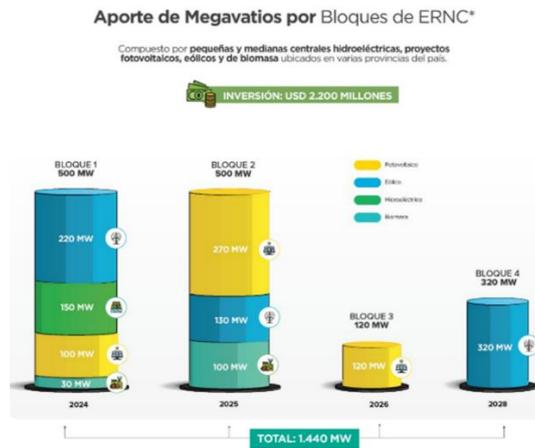
El sector eléctrico ecuatoriano es considerado como un pilar estratégico para el desarrollo económico y social del país. Entre sus metas fundamentales se destacan; generar energía a través de recursos renovables, diversificar la matriz energética, impulsar la inversión extranjera y brindar a todos los ecuatorianos un servicio de calidad, continuo y confiable.

En 2021, el sector eléctrico ecuatoriano, por medio del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), generó desarrollo en áreas como: generación, transmisión, distribución y comercialización, ofreciendo un servicio eléctrico eficiente y de calidad.

Durante ese periodo, según datos del Operador Nacional de Electricidad (CENACE), la producción promedio de energía en el Ecuador, alcanzó los 27. 659 GWh, (Gigavatio hora) de los cuales, el 93.2% fue de fuentes renovables, basadas en recursos hídricos principalmente, gracias a la operación continua de centrales hidroeléctricas como: Minas San Francisco, Coca Codo Sinclair, Delsitanisagua, Paute, Sopladora, entre otras; por esta razón, el uso de combustibles fósiles para producción, disminuyó de forma considerable, alcanzando mínimos históricos.

Asimismo, la demanda anual de electricidad incremento en un 6% gracias a la recuperación de las actividades productivas del país. Si analizamos los excedentes de electricidad, en 2021, tras abarcar la demanda interna, se logró exportar 522,87 GWh, a Colombia (479,44 GWh) y a Perú (43,43 GWh), con lo que se registraron ingresos de alrededor de USD 15 millones para las arcas fiscales.

El ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, mediante acuerdo ministerial Nro. MERNNR-VEER-2021-0008-AM, aprobó la actualización de la expansión de generación de su Plan Maestro de Electricidad (PME) hasta el 2031. Con esto se espera captar inversión privada por cerca de USD 2.200 millones en Energías Renovables No Convencionales (ERNC) provenientes de proyectos fotovoltaicos, eólicos, geotérmicos, biomasa entre otros, ver figura 7.



**Figura 7. Aporte de Megavatios por Bloques de ERNC**

*Nota: Elaboración propia*

El documento busca garantizar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del país en los próximos años, priorizando el aprovechamiento de los recursos renovables, con la incorporación de alrededor de 1.440 MW (megavatios), adicional a la que ya está planificada ingrese al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

En tal sentido, en concordancia con las políticas del Gobierno del Encuentro y con lo señalado en el PME, el MERNNR, promueve la atracción de inversión extranjera para la variación de la matriz energética del país con la ejecución de proyectos de generación. La meta es certificar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en los próximos años, anticipando el aprovechamiento de los recursos renovables, como fuentes eólicas, fotovoltaicas, biomasa.

Esta energía renovable se adicionará a la que aporten los proyectos que se construirán como: hidroeléctrica Santiago, que en su primera etapa tendrá una potencia instalada de Chontal, de 194 MW, 2.400 MW, geotérmico Chachimbiro de 50 MW, y el Cardenillo de 596 MW La adjudicación de los proyectos se realizará mediante concursos públicos de selección.

En la actualidad, el sector eléctrico ecuatoriano ejecuta los proyectos: eólicos Villonaco II y III en Loja y Fotovoltaico El Aromo, en la provincia de Manabí, La Microred de Energías Renovables Conolphus de 14,8 MW en Galápagos, todos financiados al 100% con capital privado.

### **1.3. Introducción al proyecto, con el objetivo que se busca y con una descripción de los consumos, ahorros que se quieren conseguir, precio de la energía que tiene la comunidad.**

La aplicación de las energías renovables se ha vuelto cada vez más amplio, gracias a la cultura de optimizar recursos y disminuir los gases contaminantes, lo que provoca la necesidad de establecer proyectos en los cuales se agregue información que conlleve a un mejor funcionamiento o implantación de este tipo de sistemas.

Quito se caracteriza por un consumo energético alto en las diferentes áreas de las actividades personales, recreativas, laborales, etc.; cabe mencionar que los sistemas e instalaciones destinados a este fin son fundamentales para el ahorro de electricidad y la disminución de los gases contaminantes, cuya importancia, justifica la integración de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) que permita generar energía eléctrica de manera alterna.

La urbanización el Manantial, ubicada en un barrio residencial de la zona sur de Quito, cuenta con un potencial de recurso solar considerable, mismo que puede ser aprovechado para la generación de energía eléctrica y reducir de manera significativa los gases contaminantes, así como obtener ahorros importantes en la facturación de la energía eléctrica utilizada.

El presidente de la urbanización está tomando consciencia de esta cultura y necesidad de ahorro energético, por lo que el proyecto aporta una solución para aprovechar a través de un sistema fotovoltaico la energía brindada por el sol para producir energía eléctrica, quedando a elección del diseñador el emplazamiento más idóneo para obtener e inyectar energía a la red y poder beneficiarse de la subvención otorgada por el gobierno, adicionando un ahorro energético del 60% en la misma comunidad de viviendas, donde la facturación del consumo mensual bordea los 0.09 USD/KWh.

En esta solución de generación de energía eléctrica se analizarán y compararán los beneficios actuales contra los que se obtendrían al implementarse un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica de la EEQ, finalmente se hará una relación costo-beneficio y se calculará el tiempo estimado de amortización del proyecto propuesto.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LOS MATERIALES

Para el proyecto fotovoltaico se considera los siguientes elementos imprescindibles para la instalación y operación adecuada:

### 2.1. Inversor

Con la finalidad de transformar la electricidad en forma de corriente continua, proveniente de los paneles solares, en electricidad en forma de corriente alterna, se ha seleccionado para la instalación de la planta fotovoltaica inversores con salida de 220 Vca trifásicos de la marca Solis-(60) K-LV-5G.

Dentro de las características de este inversor destacan su eficiencia máxima del 98,5%, alta densidad de seguimiento de potencia y compatibilidad con módulos bifaciales.

A nivel económico el inversor seleccionado permite conexión "Y" en el lado de corriente continua, comunicación opcional de línea de potencia a través de PLC y factibilidad de utilizar cable de aluminio para reducir el gasto.



**Figura 8. Inversor Solis-(60)K-LV-5G**

*Nota: obtenido de <https://www.ginlong.com/es>*

A continuación, se resumen las especificaciones técnicas del inversor seleccionado:

Modelo	Solis-(60)K-LV-5G
<b>Entrada (CC)</b>	
Voltaje máximo de entrada	1100 V
Voltaje nominal	450 V
Voltaje de arranque	195 V
Rango de voltaje MPPT	180-1000 V
Corriente máxima de entrada	8*26 A
Corriente máxima de cortocircuito	8*40 A
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia nominal de salida	60 kW
Potencia máxima de salida aparente	66 kVA
Potencia máxima de salida	66 kW
Voltaje nominal de la red	3/(N)/PE, 220 V
Frecuencia nominal de la red	60 Hz
Corriente nominal de salida de la red	157,5 A
Corriente máxima de salida	173,2 A
Factor de potencia	mayor a 0,99
THDi	Menor a 3%
<b>Eficiencia</b>	
Eficiencia máxima	98,5%
Eficiencia EU	98,10%
<b>Datos generales</b>	

Dimensiones (longitud*ancho*altura)	1065*567*344,5 mm
Peso	84 kg
Topología	Sin transformador
Consumo propio (noche)	Menor a 2 W
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 a +60°C
Humedad relativa	0-100%
Nivel de protección	TYPE 4X
Enfriamiento	Ventilador redundante inteligente
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m
Conformidad	UL 1741, IEEE 1547, UL 1699B, UL 1998, FCC, UL 1741SA
Características	
Conexión de CC	Conector MC4
Conexión de CA	Terminal OT
Pantalla	LCD
Comunicación	RS485, Opcional:Wi-Fi, GPRS, PLC

**Tabla 1. Especificaciones Inversor**

## 2.2. UPS

Como elemento para suministro de respaldo o fuente de energía suplementaria para la carga que formará parte de la caseta de obra y posterior gestión de la planta fotovoltaica, se ha previsto disponer de equipo UPS de 1 kVA, 120 Vca, Uninterruptable Power Supply.

En algunos inversores la alimentación del control está en la salida AC, siendo habitual fuentes de energía suplementarias de este tipo.



**Figura 9. Inversor Solis-(60)K-LV-5G**

*Nota: obtenido de <https://www.ginlong.com/es>*

A continuación, se resumen las especificaciones técnicas del equipo UPS seleccionado:

Modelo SRT1000XA	
<b>Entrada</b>	
Frecuencia de entrada	40-70 Hz Autodetección
Rango de voltaje	50-150 40% de carga, 80-150 V
N. de cables de alimentación	1
<b>Salida</b>	
Potencia máxima	900 W / 1 kVA

**Tabla 2. Especificaciones UPS**

### **2.3. Paneles Solares**

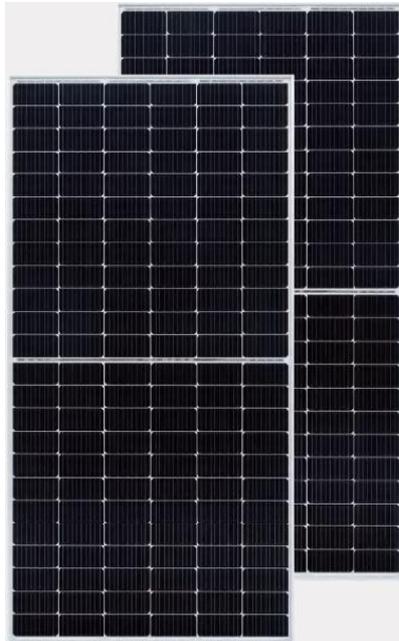
Para el presente proyecto fotovoltaico se estima un requerimiento de 474 paneles monocristalinos de Silicio, de 535 W de potencia máxima de salida, con una eficiencia de al menos 20%. Los paneles seleccionados deben ser adecuados para instalaciones de gran escala, adicionalmente tener alta resistencia a la degradación de potencial (PID). En la construcción

de los paneles se considera tecnología especializada en cortes y soldas para evitar puntos calientes.

Otra característica importante de los paneles a escogerse es que sean capaces de soportar difíciles condiciones ambientales. Contarán con superficies de vidrio transparente autolimpiante y de fácil mantenimiento.

Los paneles estarán probados con soplador de arena, y pruebas de resistencia a sales y corrosión con amonio según los estándares IEC61701, IEC62716, DIN EN 60068-2-68

Los fabricantes de los paneles deben cumplir con la normativa de control de calidad que asegura que los módulos estén totalmente libres de defectos: ISO9001-2015, ISO14001-2015 y OHSAS: 18001-20007



**Figura 10. Paneles solares**

Nota: obtenido de <https://es.bluesunpv.com/>

Las características eléctricas requeridas se detallan a continuación:

Modelo	BSM535M10-2HPH
Max Power (Pmax)	535
Open Circuit voltage (Voc) [V]	53.10
Max Power Voltage (Vmpp) [V]	44.2
Short Circuit Current (Isc) [A]	12.77
Max Power Current(Imp) [A]	12.11
Module Efficiency [%]	21.1%
Power Tolerance	0 ~ +3%
Max System Voltage	DC 1500V (IEC)
Max Series Fuse Rating	25A
Operating Temperature	-40 to + 85°C
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G

**Tabla 3. Parámetros eléctricos - Paneles solares**

#### 2.4. Soportes

El tipo de soporte a escogerse es crítico para garantizar la integridad de la instalación, asegurando la inclinación más adecuada. Estas estructuras deberán tener las características mecánicas suficientes para soportar cambios de temperatura, corrientes de viento fuerte, resistencia a la corrosión y garantía de 25 años. Para los techos inclinados de cubierta metálica se considera estructura de varilla coplanar con chapa. El material de la estructura puede ser acero galvanizado en caliente, con tornillos y demás piezas de sujeción de acero inoxidable y galvanizado.

Otra opción de material ligeramente más costosa es utilizando Aluminio, que al ser un metal muy liviano (2.7 gr/cm<sup>3</sup>) puede representar una disminución de peso total de la estructura de hasta un 80% en comparación con su equivalente en acero. Soporta muy bien la corrosión, lo que lo hace apto para instalaciones al aire libre, además es ignífugo y no es peligroso para la salud. Al ser un elemento muy estable en su carácter fisicoquímico, puede hacer frente a factores externos adversos que puedan deteriorarlo como son: la radiación, la temperatura, la lluvia y otros materiales particulados. Adicionalmente el aluminio tiene una menor huella medioambiental ya que su utilización es a largo plazo y además es un material 100% reciclable. En el presente proyecto se dará énfasis en la utilización de este material ya que el planteamiento para la colocación de los paneles es sobre techos, por lo cual es muy recomendable aprovechar las ventajas que ofrece el aluminio para este tipo de instalaciones.



**Figura 11. Soportes y elementos de sujeción**

*Nota: obtenido de <https://es.bluesunpv.com/>*

## **2.5. Contador Bidireccional de energía**

Se considera la implementación de un contador bidireccional de autoconsumo con el objeto de cuantificar la energía total demanda de la red en las horas de no producción del sistema fotovoltaico y también, la energía inyectada hacia la red cuando existan excedentes de producción. De esta manera se realizará un cruce de cuentas con la empresa distribuidora para las correspondientes compensaciones económicas.

Además de controlar los diferentes flujos de energía entre la red y el sistema fotovoltaico, permitirá optimizar el autoconsumo y registrar la curva de consumo. El contador de energía cuenta con una interfase Modbus RTU para una comunicación rápida, y monitoreo apropiado del sistema.



**Figura 12. Fronius Smart meter 63A-1**

*Nota: obtenido de <https://www.fronius.com/es>*

Modelo	Fronius Smart meter 63A-1
Dimensión / anchura	35 mm
Dimensión (altura)	89 mm
Dimensión (profundidad)	65,6 mm
Tensión nominal	230 - 240 V
Máxima corriente	1 x 63 A
Sección de cable de alimentación	1 - 16 mm <sup>2</sup>
Sección de cable de comunicación y neutro	0,05 - 4 mm <sup>2</sup>
Consumo de energía	1,5 W
Intensidad de inicio	40 mA
Clase de protección	1
Precisión de energía activa	Clase B (EN50470)
Precisión de la energía reactiva	Clase 2 (EN/IEC 62053-23)
Sobrecorriente de corta duración	30 x I <sub>max</sub> / 10ms
Instalación	Montaje interior (carril DIN)
Carcasa	2 módulos DIN 43880
Tipo de Protección	IP 51 (marco frontal), IP 20 (terminales)
Display	6 dígitos LCD
Rango de temperatura de operación	-25 - +55°C
Interface con el inversor	Modbus RTU (RS485)

**Tabla 4. Datos generales contador bidireccional**

## 2.6. Materiales adicionales

Como materiales complementarios requiere los siguientes ítems. Las cantidades podrán ser detalladas con la presentación de la ingeniería de detalle:

- Cable PV 4 mm<sup>2</sup>
- Conectores MC4 30<sup>a</sup> 1000VDC
- Caja de herramientas para corte y ponchado
- Instrumentos eléctricos (multímetro y medidor de aislamiento)

### **3. DISEÑO PARA SATISFACER LAS CONDICIONES ESTABLECIDAS EN CADA PAQUETE DE SUBVENCIONES.**

El presente proyecto comprende el planteamiento de una solución técnica para la provisión de energía eléctrica a una urbanización con 100 viviendas, mediante un sistema de generación fotovoltaico.

Con el objetivo de calificarse como beneficiarios del plan de gobierno, que concede un paquete de subvenciones de \$ 150.000, la instalación fotovoltaica debe suministrar el 60% de la energía total requerida por la urbanización. Adicionalmente se tomarán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Terrenos situados en un radio de 5 km de la urbanización El Manantial de Quito
- La instalación debe de instalarse sobre cubiertas o tejados de una construcción existente.
- Utilización de componentes convencionales y estructuras fijas o estructuras de seguimiento solar
- En la contratación de los trabajos de ejecución de la instalación fotovoltaica se tiene que contar con la contratación de un 50% de cuota femenina.
- Para poder optar a la subvención es necesario preparar un documento donde se certifique la reducción de emisión de CO<sub>2</sub> de la planta fotovoltaica.
- En el estudio de rentabilidad de la planta FV, que ha de realizarse a un periodo de 30 años de vida útil de la instalación, y calcular el incremento del precio de la energía anualmente, así como los ahorros que la planta fotovoltaica tendrá para la comunidad de viviendas.
- Adicionalmente hay que incluir el desarrollo de una instalación fotovoltaica aislada para el suministro eléctrico de una caseta de obra y posterior gestión de la planta fotovoltaica.

Actualmente se cuenta con información actualizada de los consumos energéticos de las viviendas o unidades familiares, detalladas en la sección 7. Se estima un consumo total anual de 557.5 MWh De esta demanda total el 60% será entregado por el sistema fotovoltaico propuesto.

En el planteamiento se consideró la utilización de las cubiertas o tejados existentes, ubicados dentro de un radio de 5 km a la redonda de la urbanización, disponibles en el edificio de aulas del Colegio San José de La Salle, con área útil de 1780 m<sup>2</sup>, a dos aguas. El colegio se encuentra a 1134 mts en línea recta cruzando un bosque y a 2625 m de distancia lineal utilizando la red eléctrica de CNEL.

En el plan de contratación se considera la inclusión de 50% de la nómina femenina. Adicionalmente en la memoria del proyecto se cuantifica la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> usando como referencia para la comparación, las distintas fuentes de combustible fósil que se emplearían para cubrir el 60% de la demanda energética de la urbanización.

## 4. CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.

Para poder determinar la producción para la planta fotovoltaica es primordial obtener el consumo medio anual de todas las viviendas, el cual se explica en la siguiente tabla:

N.º de hab. en la vivienda	N.º de viviendas	Consumo medio anual (KWh)	KWh
2	15	3500	52500
3	30	4500	135000
4	35	6000	210000
5	20	8000	160000
		<b>Total</b>	<b>557500</b>

**Tabla 5. Consumo medio anual viviendas conjunto “El Manantial”**

En la tabla 5, se puede constatar el consumo medio anual del conjunto “El Manantial” es de 557,500 KWh, la subvención que está aprobada es del 60% por lo que la planta debe generar mínimo 334500 KWh, gracias a este valor se va a generar los cálculos necesarios para la planta según la ubicación y la producción necesaria de la planta.

El proyecto va a estar ubicado en el colegio La Salle, a una altitud aproximada de 2850 m.s.n.m con 6 °C de temperatura promedio mínima y máxima de 26 °C. La conexión a red que se va a utilizar es trifásica 220 V con inyección directa.



**Figura 13. ubicación del sistema fotovoltaico**

*Nota: Elaboración propia*

Analizando el potencial eléctrico fotovoltaico se ha obtenido que para la zona valle de la ciudad de Quito se tiene un potencial eléctrico fotovoltaico anual de 1650 KWh/KWp.

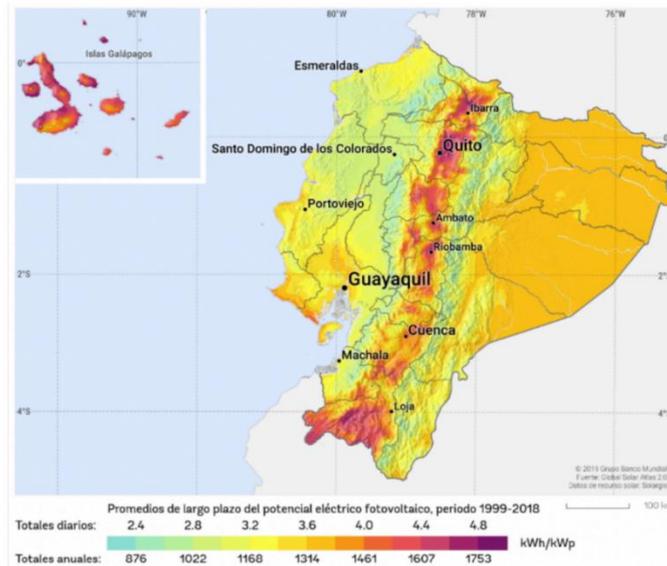


Figura 14. Potencial eléctrico fotovoltaico del Ecuador

Nota: Elaboración propia

Se procede a calcular los KWp necesarios para la subvención del 60%, esto se realiza con la siguiente fórmula:

$$\text{Fórmula 1.} \quad KWp = \frac{KWh \text{ total}}{\text{Potencial electrico fotovoltaico} * 0.8}$$

$$KWp = \frac{334500}{1650 * 0.8} = 253.41$$

En esta fórmula se multiplica el potencial eléctrico fotovoltaico por 0.8 debido a que esto nos da un rango de tolerancia a errores y perdidas de eficiencia del sistema, en este caso se está tomando como que el potencial eléctrico promedio anual sea un 80% su valor, con esto procedemos a calcular la cantidad de paneles solares e inversores como se muestra a continuación:

**Fórmula 2.**      # paneles solares =  $\frac{KWp \text{ total}}{\text{Potencia de cada panel solar}}$

$$\# \text{paneles solares} = \frac{253.41}{0.535} = 473.66$$

La cantidad de paneles solares nos da 473.66 por lo que elevamos al inmediato superior y nos da una cantidad de 474 paneles que vamos a utilizar en los tejados del colegio La Salle del valle en la ciudad de Quito.

Se ha dispuesto utilizar los tejados de las aulas que son a 2 aguas para poner los paneles solares, y se ha diseñado de tal manera que se utilizaran 5 inversores de 220v trifásicos, los cuales se van a explicar a continuación.

El primer inversor de 60Kw tendrá conectados 96 paneles de 535W ubicados en la siguiente distribución por lo que generará 51,36KWp:



**Figura 15. Ubicación paneles solares Inversor 1**

*Nota: Elaboración propia*

El segundo inversor de 60KW tendrá conectados 96 paneles de 535W ubicados en la siguiente distribución por lo que generará 51,36KWp:



**Figura 16. Ubicación paneles solares Inversor 2**

*Nota: Elaboración propia*

El tercero inversor de 60KW tendrá conectados 96 paneles de 535W ubicados en la siguiente distribución por lo que generará 51,36KWp:



**Figura 17. Ubicación paneles solares Inversor 3**

*Nota: Elaboración propia*

El cuarto inversor de 60KW tendrá conectados 96 paneles de 535W ubicados en la siguiente distribución por lo que generará 51,36KWp:



**Figura 18. Ubicación paneles solares Inversor 4**

*Nota: Elaboración propia*

El quinto inversor de 60KW tendrá conectados 90 paneles de 535W ubicados en la siguiente distribución por lo que generará 48,15KWp:



**Figura 19. Ubicación paneles solares Inversor 5**

*Nota: Elaboración propia*

Si sumamos la potencia instalada por los tres generadores tenemos los siguientes resultados:

Inversores	KW	Cantidad de paneles solares	Generados KWp
1	60	96	51,36
2	60	96	51,36
3	60	96	51,36
4	60	96	51,36
5	60	90	48,15
Total		474	253,59

**Tabla 6. producción pico del sistema fotovoltaico**

Como se puede observar en la tabla los resultados obtenidos son superiores a los necesarios para cumplir con la subvención, gracias a la distribución de los paneles solares para cada uno de los inversores.

## 5. MEMORIA DEL PROYECTO

### 5.1. Descripción del sistema fotovoltaico

La instalación fotovoltaica que se proyecta se ubicará en la zona de la cubierta de las aulas del Colegio La Salle, cuya superficie tendrá una doble función, la primera será para la captación y transformación de energía solar, y la segunda será de los cambios atmosféricos, especialmente, del agua de lluvia.

Todos los módulos fotovoltaicos instalados tendrán una inclinación óptima, que guarde relación con las coordenadas del sector de estudio, y en cuanto a orientación, dichos módulos estarán asentados sobre las cubiertas de dos aguas a 30°. Los módulos se asentarán sobre estructuras metálicas fijas, que se dispondrán de forma que alcancen la inclinación óptima. El número y la disposición de los módulos fotovoltaicos queda detallado en el apartado correspondiente de dimensionado de la instalación.

Concerniente al cableado, la instalación se dividirá en tres zonas con una sección variada según el cálculo del mismo y de tal manera que este cableado unirá cada ramal con las cajas de conexión situadas por cada subgenerador. El conductor principal de continua llegará a los diferentes inversores, y estos continuará con un tramo de cableado idóneo de conducir corriente alterna. La corriente alterna, convertida por los inversores a partir de la corriente continua y suministrada por los generadores, será inyectada posteriormente a la red.

Los inversores se ubicarán en una caseta prefabricada restringida entre el coliseo y las aulas, dentro de las mismas instalaciones del Colegio La Salle.

Para protección de equipos y de las personas encargadas del mantenimiento de la instalación, se ha continuado la reglamentación vigente. También, se han considerado estrictamente los requisitos de conexión exigidos por la empresa distribuidora de la red a la que se verterá la energía eléctrica que se produzca, siendo la empresa distribuidora del lugar la Empresa Eléctrica Quito.

El sistema fotovoltaico contempla la instalación en cubierta, de los siguientes materiales:

- Instalación de 474 paneles marca Bluesun Solar Energy, modelo BSM535M10-2HPH en silicio monocristalino.
- Cuadro 28 strings 24 A con protecciones de continua.
- Instalación de estructuras de 30° para los 94 módulos por inversor.
- Instalación de 5 inversores Solis-(60) K-LV-5G de 60 KW nominal CA.
- Controlador dinámico de potencia cdp-0, con monitorización de FV.
- Instalación de equipo de medida con contador unidireccional homologado por compañía.
- Instalación de equipo UPS ON-LINE APC SRT1000XLA DE 100 KVA 1KVA 120V RACKABLE.

## **5.2. Disposición de la instalación.**

La Unidad Educativa La Salle Conocoto posee una infraestructura moderna según los estándares de calidad, las aulas y laboratorios están equipados con dispositivos tecnológicos en audiovisuales, cámaras de control y monitoreo docente y estudiantil. Sin olvidarnos que el plantel educativo cuenta con espacios amplios destinados a las áreas verdes, deportivas y de recreación.

Considerando que esta Unidad Educativa ha establecido significativas alianzas estratégicas académicas con algunas instituciones educativas y universidades con la finalidad de aportar una futura inserción de los estudiantes en la vida universitaria suscitando actividades académicas en forma conjunta con sus recursos humanos y con el compromiso de mantener ciertos beneficios con valor agregado. La iniciativa de la Unidad Educativa, incluye los múltiples beneficios académicos como valor agregado y permite la implementación del proyecto solar fotovoltaico en sus instalaciones, mencionadas a continuación:

- Educación con énfasis en tecnologías ecológicas y la cultura del respeto al medioambiente.
- Cambio en el perfil de enseñanza de lo tradicional a lo práctico – experimental.
- Iniciativa para el empleo y uso de energía limpia dentro de sus instalaciones.

Tomando en cuenta el mutuo acuerdo en beneficio, tanto para la Institución académica como para la Urbanización el Manantial, se consideraría viable el proyecto para la instalación del sistema solar fotovoltaico conectado a red

## **5.3. Cálculo de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.**

Una de las ventajas de las energías renovables es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Los sistemas fotovoltaicos brindan electricidad de manera limpia e ilimitada, por ello, se procede a calcular las toneladas de CO<sub>2</sub> al año (ecuación), considerando la instalación de la planta fotovoltaica, en base al mix energético del Ecuador.

Mix Energético	Producción FV instalada anual	FE (kg CO <sub>2</sub> /kWh) España	FE (kg CO <sub>2</sub> /kWh) Ecuador	Toneladas CO <sub>2</sub> evitadas Anual España	Toneladas CO <sub>2</sub> evitadas Anual Ecuador
Combustibles fósiles	334500	0,56	0,389	187,3	130,1
Petróleo o Gas	334500	0,828	0,195	277,0	65,2
Ciclo combinado		0,372	0,226	124,4	75,6
Diesel		0,560	0,261	187,3	87,3

**Tabla 7. Análisis comparativo de reducción de emisiones CO<sub>2</sub> en base al mix energético España y Ecuador.**

**Fórmula 3.**  $DCO_2 = 334\ 500 \text{ kWh/año} \times 0,389 \text{ Kilogramos de CO}_2 / \text{kWh}$   
 $DCO_2 = 130,1 \text{ toneladas de CO}_2 / \text{año}$

Mediante el resultado obtenido se establece que se disminuyó la emisión de 130,1 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, todo esto calculando la energía generada por la planta fotovoltaica con el factor de emisión de combustibles fósiles, en base al mix energético de Ecuador. Considerando que en cualquier aspecto de reducción de emisión del CO<sub>2</sub> es factible una implementación.

#### 5.4. Elaboración de un presupuesto de ejecución.

En la tabla 8 se detalla los costos de equipos, predios y traslado de materiales a usar para la instalación del sistema de generación fotovoltaica conectada a la red.

Tipo	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [\$]	Total [\$]
Módulos	Paneles solares Fotovoltaicos 550 W Silicio monocristalino	WP	474	141.90	67,260.60
Inversor 1	Módulos de 60kw nominal APC	U	5	3,915.00	19,575.00
UPS	SRT1000XLA 100KVA 120V	U	1	600.00	600.00

Supervisor de Paneles	Sistema de monitoreo WIFI	U	4	55.00	220.00
Equipo de medida con contador	Unidireccional	U	1	700.00	700.00
Estructura de Soporte	Bastidores de montaje (incluye todas las partes)	U	4	3,780.00	15,120.00
Protecciones DC	20 amperio	U	8	200.00	1,600.00
PV Cable	PV 4mm2		800	0.85	680.00
Conectores	MC4 Corriente nominal 30 A Tensión nominal 1000VDC	U	160	1.00	160.00
Caja de Herramientas	Multímetro y Medidor de aislamiento	U	1	60.00	60.00
Instrumentos eléctricos	Corte y Ponchado	U	1	60.00	60.00
Puesta a Tierra	Varillas, material de mejoramiento, conductores y pararrayos	U	1	600.00	600.00
Transporte	Costo de envío de equipos, herramientas y materiales al predio	U	1	2,500.00	2,500.00
<b>Total</b>					<b>109,135.60</b>

**Tabla 8. Costo de Equipos, alquiler de cubiertas y traslado de materiales.**

Una vez obtenida los valores de los equipos y traslado de materiales para la implementación del sistema FV tendremos que realizar un cálculo para determinar el sueldo de los trabajadores eléctricos basados en el Ministerio de Trabajo y así sustentar el valor que presentaremos en la tabla de precio por cada involucrado en la instalación, detallados a continuación:

Tipo	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [\$]	Total [\$]
Supervisor de Operaciones	Responsable de las instalaciones FV evalúa el rendimiento de los técnicos eléctricos.	U	1	1,200.00	1,200.00
Técnicos eléctricos	Responsable de ejecutar y monitorear los proyectos.	U	2	680.00	1,360.00
Supervisora de Salud, Seguridad, Ambiente y Calidad	Controla y coordina la implementación de programas de salud, seguridad, ambiente y calidad.	U	1	680.00	680.00
Diseño e Instalación del Sistema de Generación FV	Costo de diseño, instalación y puesta en marcha.	U	1	2,500.00	2,500.00
<b>Total</b>					<b>5,740.00</b>

**Tabla 9. Costo de personal de instalación SFV.**

En este apartado se revisan los rubros de inversión de Dirección de Obras que serán destinados a estudios previos a la implementación de un proyecto de generación de energía eléctrica, según el artículo 15 del reglamento ambiental para actividades eléctricas del CONELEC. En la tabla 10 se detallan los costos de inversión en dirección de obra y gastos administrativos:

Tipo	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [\$]	Total [\$]
Fiscalización	Ingeniería Civil, Ambiental y Eléctrica.	U	1	13,000.00	13,000.00
Dirección de Obra	Ingeniería Civil, Ambiental y Eléctrica.	U	1	15,000.00	15,000.00
<b>Total</b>					<b>28,000.00</b>

**Tabla 10. Costo de dirección de obra.**

Por último, para realizar este diseño y en un futuro su implementación es muy necesario tomar en cuenta los gastos por tener los permisos otorgados por el ente regulador ARCONEL. Para lo cual posteriormente en el estudio legal haremos referencia a la normativa y todos los requisitos necesarios para conseguir dicho permiso.

Para el trámite de factibilidad, el ARCONEL fija unos valores no reembolsables a pagar a las empresas de transmisión o de distribución que fija según la regulación (CONELEC\_001-13, 2014):

- \$10,000.00 para un generador mayor a 1 MW
- \$5,000.00 para un generador menor a 1 MW

Tipo	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [\$]	Total [\$]
Estudio de Impacto Ambiental	U	1	800.00	800.00
Permisos	U	1	5,000.00	5,000.00
<b>Total</b>				<b>5,800.00</b>

**Tabla 11. Costo Factibilidad de ARCONEL**

Una vez calculadas todos estos valores individualmente podremos obtener el costo total que tendría el SFV conectado a la red puesto en funcionamiento.

Tipo	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [\$]	Total [\$]
Costo de Equipos, predios y traslado de materiales	CU	1	114,735.60	109,135.60
Costo de personal de instalación SFV	CU	1	5,740.00	5,740.00
Costo de dirección de obra	CU	1	28,000.00	28,000.00
Factibilidad ARCONEL	CU	1	5,800.00	5,800.00
Otros	CU	1	1,500.00	1,500.00
<b>Total</b>				<b>150,175.60</b>

**Tabla 12. Costo Total del sistema FV conectado a la red.**

#### **5.5. Plan de contratación en función de las características de la planta.**

El plan de contratación incorpora una metodología que optimiza el tiempo de intervención y garantiza la operatividad y funcionalidad de todos los equipos y accesorios inmersos en la ejecución del proyecto. Los trabajos abarcarán las actividades de provisión, construcción, implementación, flete, seguros, montaje y desmontaje en caso de ser necesario de equipos y materiales, aplicando actividades de ingeniería, programación, configuración y prueba de todos los componentes de la planta fotovoltaica. El plan de contratación incorpora pruebas que serán ejecutadas con el fin de valorar y determinar si cumplen con lo solicitado en las especificaciones técnicas y de no existir novedades se darán por aceptados los trabajos. El Contratista basará todos los trabajos que realice, acorde a la documentación, planos y cálculos realizados por la Contratante y cumpliendo a cabalidad todas las especificaciones técnicas asociadas a los bienes y servicios que forman parte del proyecto en base al siguiente contenido:

#### **5.5.1. Objeto de la contratación.**

El presente plan de contratación tiene como finalidad seleccionar la oferta de origen ecuatoriana o extranjera de mejor costo, para el desarrollo de un sistema solar fotovoltaico, proyecto con repercusión en un ahorro energético de un 60% del consumo total de energía de la comunidad conformada por un grupo de 100 viviendas ubicadas en la Urbanización el Manantial, barrio residencial al sur de Quito.

#### **5.5.2. Presupuesto referencial.**

El presupuesto referencial es de USD 150.175,60 (CIENTO CINCUENTA MIL CIENTO SETENTA Y CINCO 60/100 DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMERICA) sin incluir el impuesto al valor agregado.

#### **5.5.3. Especificaciones técnicas o términos de referencia.**

Las especificaciones técnicas de los equipos y componentes a utilizar para el proyecto corresponden a aquellas detalladas en el apartado de los materiales, considerados los más idóneos para la ejecución de la instalación de la planta fotovoltaica.

#### **5.5.4. Condiciones del procedimiento.**

<b>ETAPA</b>	<b>DÍA</b>	<b>HORA</b>
Fecha de publicación y convocatoria	02/05/2022	16:00
Fecha límite para realizar preguntas	05/05/2022	18:00
Fecha límite de respuestas y aclaraciones	09/05/2022	18:00

Fecha límite de entrega de ofertas técnicas por proveedores	12/05/2022	10:00
Fecha de apertura de sobres	12/05/2022	10:30
Solicitud de convalidación de errores	15/05/2022	16:30
Recepción de convalidaciones	19/05/2022	15:30
Fecha límite de calificación técnica de ofertas	23/05/2022	18:00
Fecha estimada de la adjudicación	26/05/2022	18:00

**Tabla 13. Cronograma del procedimiento.**

#### **5.5.5. Vigencia de la oferta.**

Las ofertas se entenderán vigentes hasta 90 días. En caso de que no se señale una fecha estará vigente hasta la celebración del contrato.

#### **5.5.6. Precio de la Oferta**

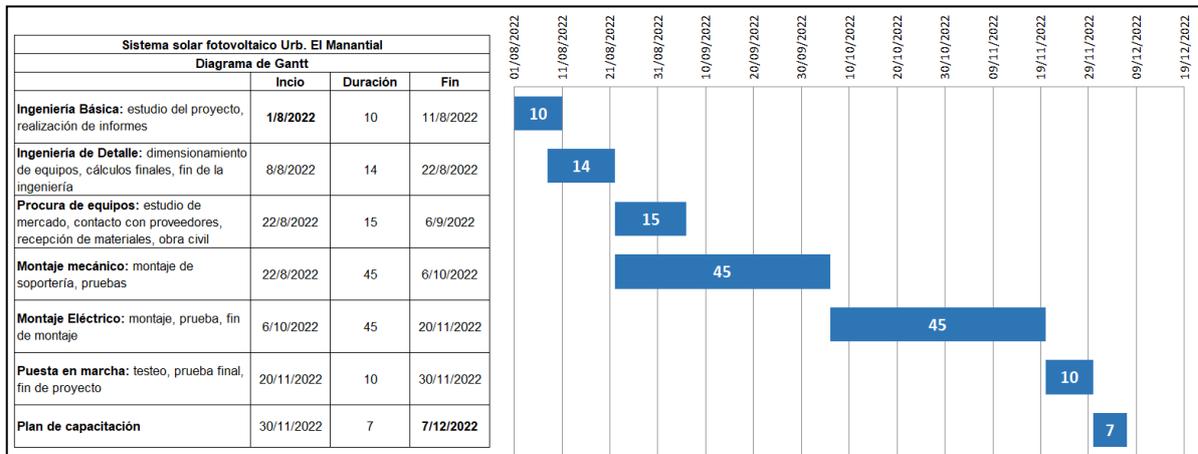
Los precios presentados por el oferente son de su exclusiva responsabilidad. Cualquier omisión se interpretará como voluntaria y tendiente a conseguir precios que le permitan presentar una oferta más ventajosa. El precio de la oferta, deberá incluir todos los costos tales como: el precio de los bienes, su transporte hasta el sitio de instalación, embalaje, manipulación (carga y descarga), aranceles de importación, seguro, impuestos, e instalación, es decir, absolutamente todo lo necesario para su funcionamiento inmediato.

#### **5.5.7. Forma de presentar la oferta**

La oferta técnica se presentará en un sobre único en original y copia en las oficinas de la UIDE, en la ciudad de Quito, dirección Av. Simón Bolívar y Av. Jorge Fernández, hasta la fecha y hora indicadas en el cronograma.

#### **5.5.8. Plazo de ejecución**

El plazo de ejecución del proyecto incluida la entrega de los bienes y del servicio de instalación de la planta fotovoltaica es de 120 días, contado a partir de la firma del contrato y a conformidad del siguiente diagrama de Gantt:



**Tabla 14. Tabla de verificación de cumplimiento de integridad y requisitos**

### 5.5.9. Multa por mora

Por cada día de retraso en la ejecución de las obligaciones contractuales por parte del Contratista, se aplicará la multa de 1 por 1.000 del valor del contrato.

### 5.5.10. Forma de pago

Los pagos se realizarán máximo en diez días desde la suscripción del acta de entrega recepción de los bienes, servicios y comisionamiento.

### 5.5.11. Evaluación de las ofertas técnicas

#### 5.5.11.1. Evaluación de la oferta

Para la verificación del cumplimiento de los requisitos mínimos se empleará la metodología “cumple o no cumple”.

#### 5.5.11.2. Integridad de las ofertas

La integridad de la oferta técnica se evaluará tomando en cuenta la exposición de los Formularios y requisitos mínimos previstos en la memoria del proyecto, de acuerdo con el siguiente detalle:

- Presentación y compromiso;
- Datos generales del oferente;
- Identificación de socios, accionistas, partícipes mayoritarios del oferente en caso de ser persona jurídica;
- Componente de los bienes y servicios ofertados;
- Oferta Económica Inicial;
- Experiencia del oferente.

- Valor agregado ecuatoriano de la oferta
- Cálculo del porcentaje de valor agregado ecuatoriano de los bienes o 1.11 servicios, respecto del costo de producción
- Garantía técnica
- Descripción resumida del proceso productivo

#### **5.5.11.3. Experiencia general mínima**

El oferente deberá presentar dos certificados de haber realizado la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en los últimos cinco años.

#### **5.5.11.4. Especificaciones Técnicas**

La entidad contratante deberá comprobar que cada oferente en la oferta que ha presentado, dé cumplimiento expreso y puntual a las especificaciones técnicas de los bienes que se pretende adquirir, de conformidad con lo detallado en el apartado de equipos y componentes.

#### **5.5.11.5. Porcentaje del Valor Agregado Ecuatoriano Mínimo**

La entidad contratante verificará si alguno o algunos o todos los oferentes cumplen con el porcentaje mínimo sectorial ecuatoriano, determinado por el Servicio Nacional de Contratación Pública. Sólo los participantes que cumplen con el porcentaje mínimo sectorial ecuatoriano continuarán en el procedimiento. Únicamente cuando en los procedimientos de contratación no hubiere oferta u ofertas de bienes y/o servicios considerados de origen ecuatoriano, la entidad contratante, continuará el procedimiento con las ofertas de origen extranjero.

#### **5.5.11.6. Porcentaje de cuota femenina**

En la contratación de los trabajos de ejecución de la instalación fotovoltaica se verificará la contratación de un **50% de cuota femenina**.

#### **5.5.11.7. Verificación de cumplimiento de integridad y requisitos de la oferta**

Aquellas ofertas que cumplan integralmente con los parámetros mínimos requeridos por la entidad contratante se habilitarán a una segunda fase de análisis.

Parámetro	Cumple	No Cumple	Observaciones
Integridad de la Oferta			
Experiencia general mínima			
Especificaciones técnicas			
% Valor Agregado Ecuatoriano Mín.			
Porcentaje de cuota femenina			

**Tabla 15. Tabla de verificación de cumplimiento de integridad y requisitos mínimos.**

### 5.5.12. Del procedimiento de contratación

#### 5.5.12.1. Comisión Técnica

El presente procedimiento reconoce la conformación obligatoria de una Comisión Técnica, integrada por la contratante, comisionada del trámite del procedimiento en la fase precontractual. Esta comisión examinará las ofertas técnicas de origen ecuatoriano, considerando los parámetros de calificación establecidos y determinará la adjudicación o la declaratoria de procedimiento desierto.

Cuando no hubiere oferta u ofertas consideradas de origen ecuatoriano, la entidad contratante continuará el procedimiento con las ofertas de origen extranjero.

#### 5.5.12.2. Participantes

La convocatoria está dirigida a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, asociaciones de éstas o consorcios, que tengan su domicilio fiscal en el Ecuador, que oferten bienes/servicios normalizados y tengan interés en participar en este procedimiento.

#### 5.5.12.3. Presentación y apertura de ofertas técnicas

La oferta técnica se podrá presentar de forma física en original y copia o de forma electrónica y para ser legítima, deberá contar con la respectiva firma electrónica. La oferta, en cualquiera de las formas señaladas, deberá estar correctamente foliada (numerada) y presentarse hasta la fecha y hora indicadas en el calendario.

#### **5.5.12.4. Obligaciones de los Oferentes**

Los oferentes deberán examinar esmeradamente la memoria, diseño, planos y anexos para cumplir con todos los requisitos solicitados en él. Su omisión o descuido al revisar la documentación no le eximirá de cumplir lo señalado en su propuesta.

#### **5.5.12.5. Preguntas, Respuestas y Aclaraciones**

Todo interesado tiene facultad de, en el caso de detectar un error, omisión o inconsistencia en los documentos, o si necesita una aclaración sobre una parte de los documentos, solicitar a la Comisión Técnica, la respuesta a su inquietud o consulta. Se responderá las preguntas o realizará las aclaraciones que fueren necesarias

#### **5.5.12.6. Modificación de los Pliegos**

La Comisión Técnica podrá formular aclaraciones o modificaciones respecto a las condiciones particulares de los documentos, por propia iniciativa o a pedido de los participantes, siempre y cuando no alteren el presupuesto referencial ni el objeto del contrato.

#### **5.5.12.7. Convalidación de errores de forma**

En el caso de errores de forma, los oferentes, en el término previsto según cronograma contado a partir de la fecha de notificación podrán convalidarlos, previa petición de la entidad contratante.

#### **5.5.13. Causas de Rechazo**

Luego de ser evaluados la documentación de la oferta técnica, la Comisión Técnica rechazará una oferta por las siguientes causas:

- No cumplir con los requisitos exigidos en las condiciones generales y condiciones particulares que incluyen las especificaciones técnicas.
- Haber entregado y/o presentado la oferta en lugar distinto al fijado o después de la hora establecida para ello.
- Las ofertas contengan errores sustanciales, y/o evidentes, que no puedan ser validados.
- Si el oferente no hubiere atendido la petición de convalidación, en el término fijado para el efecto.
- Si un oferente presentare más de una oferta, (ofertas alternativas). En este caso se rechazará todas sus ofertas.
- Una oferta será descalificada por la entidad contratante en cualquier momento del procedimiento si, de la revisión de los documentos que fueren del caso, pudiere evidenciarse inconsistencia, simulación o inexactitud de la información presentada.
- La adjudicación se circunscribirá a las ofertas calificadas. No se aceptarán ofertas alternativas.

- Ningún oferente podrá intervenir con dos ofertas o más.

#### **5.5.14. Adjudicación y notificación**

La máxima autoridad de la entidad contratante o su delegado, con relación al resultado de la evaluación de las ofertas técnicas y los posteriores resultados de la puja, adjudicará el contrato a la propuesta más idónea para los intereses institucionales.

#### **5.5.15. Garantías**

La garantía técnica de los bienes materia del contrato que debe ser entregada por el contratista, cumplirá:

- Garantía técnica por 2 años, contados a partir de la firma del Acta Entrega Recepción.

#### **5.5.16. Suscripción del Contrato**

Dentro del término de 15 días, contado a partir de la fecha de notificación de la adjudicación

#### **5.5.17. Moneda de Cotización y Pago**

Las ofertas y los pagos deberán presentarse en dólares de los Estados Unidos de América.

#### **5.5.18. Administración del Contrato**

La entidad contratante designará a un administrador del contrato, quien vigilará por el cabal y oportuno cumplimiento de todas las obligaciones procedentes del contrato. El administrador deberá coordinar todas las obligaciones contractuales acordadas.

El Administrador del Contrato, queda autorizado para realizar las gestiones inherentes a su ejecución, incluyendo aquello que se relaciona con la aceptación o no de los pedidos de prórroga que pudiera formular la contratista.

El Administrador será el encargado de la gestión de las garantías, durante todo el período de vigencia del contrato. Adoptará las acciones que sean necesarias para evitar retrasos injustificados e impondrá las multas y sanciones a que hubiere lugar, así como también deberá atenerse a las condiciones generales y específicas de la memoria del proyecto.

#### **5.5.19. Oferta de origen ecuatoriano**

La aplicación del Valor Agregado Ecuatoriano es obligatoria, como uno de los criterios de evaluación y adjudicación en todos los procedimientos de adquisición de bienes y/o prestación de servicios.

El porcentaje de Valor Agregado Ecuatoriano es el valor mínimo a cumplir para definir si un bien y/o servicio es de origen ecuatoriano.

La metodología a utilizar para la determinación del Valor Agregado Ecuatoriano de las ofertas en los procedimientos para la contratación de bienes y servicios, será la expedida por el Servicio Nacional de Contratación Pública.

#### **5.5.20. Control ambiental**

El contratista deberá realizar todas las diligencias necesarias para soslayar impactos ambientales negativos, durante el período de ejecución contractual, cumpliendo con la normativa ambiental vigente

#### **5.5.21. Visitas al sitio de entrega/instalación de bienes**

Es determinante que la entidad contratante considere necesario el cumplimiento de una visita técnica al sitio donde se deberán entregar/instalar los bienes, éstas se podrán realizar en cualquier momento y hasta la fecha límite de entrega de ofertas. En ningún caso este requisito será obligatorio ni las condiciones de la visita podrán ser discriminatorias.

#### **5.5.22. Inconsistencias, simulación y/o inexactitud de la información**

En el caso de que la entidad contratante encuentre alguna inconsistencia, simulación o inexactitud en la información presentada por el oferente, la máxima autoridad de la entidad contratante o su delegado, descalificará del procedimiento de contratación al proveedor

#### **5.5.23. Metodología de evaluación de las ofertas**

##### **5.5.23.1. Metodología de evaluación de las ofertas**

La evaluación de las ofertas se orientará a proporcionar una información imparcial sobre la calificación de una oferta y cuál de ellas cumple con el concepto de mejor costo

##### **5.5.23.2. Parámetros de evaluación**

Las entidades contratantes deberán someterse a los parámetros de evaluación previstos, pudiendo seleccionar adicionalmente otros que respondan a la necesidad, naturaleza y objeto del proyecto; los que serán analizados y evaluados al momento de la calificación de las ofertas.

##### **5.5.23.3. De la evaluación**

Las capacidades requeridas a través de los parámetros de evaluación serán analizadas:

- Utilizando una única etapa de evaluación a través de la metodología “Cumple/No Cumple”,

#### **5.5.24. Ejecución del contrato**

##### **5.5.24.1. Inicio, planificación y ejecución contractual**

El contratista prestará los servicios o entregará los bienes dentro del plazo establecido en el contrato. Iniciada la ejecución del contrato y durante toda la vigencia del mismo, el contratista analizará conjuntamente con el administrador del contrato el cumplimiento del mismo, de acuerdo con el cronograma entregado por él en su oferta para el cumplimiento del contrato derivado del presente procedimiento de contratación. Por razones no imputables al contratista, la administración del contrato podrá reprogramar y actualizar el cronograma de ejecución contractual, por razones debidamente justificadas, de ser el caso.

Igual actualización se efectuará cada vez que, por una de las causas establecidas en el contrato, se aceptase modificaciones al plazo contractual. Estos documentos servirán para efectuar el control del cumplimiento de la ejecución del contrato, a efectos de definir el grado de cumplimiento del contratista.

##### **5.5.24.2. Cumplimiento de especificaciones o términos de referencia**

Todos los bienes a entregar o servicios a prestar deben cumplir en forma estricta con las especificaciones y términos de referencia requeridos respectivamente en el pliego y constantes en el contrato y dentro de las medidas y tolerancias establecidas y aprobados por la Entidad Contratante. En caso de que el contratista descubriera discrepancias entre los distintos documentos, deberá indicarlo inmediatamente al administrador, a fin de que establezca el documento que prevalecerá sobre los demás; y, su decisión será definitiva.

En caso de que cualquier dato o información no hubieren sido establecidos o el contratista no pudiese obtenerla directamente, éstas se solicitarán al administrador del contrato. La administración proporcionará, cuando considere necesario, instrucciones adicionales, para realizar satisfactoriamente el proyecto.

##### **5.5.24.3. Personal del Contratista**

El contratista de ser el caso empleará personal en número suficiente para el cumplimiento del contrato y con la debida experiencia.

El administrador del contrato podrá requerir en forma justificada al contratista, el reemplazo de cualquier integrante de su personal que lo considere incompetente o negligente en su oficio, se negare a cumplir las estipulaciones del contrato y sus anexos, o presente una conducta incompatible con sus obligaciones.

#### **5.5.24.4. Materiales**

Todos los materiales, instalaciones, suministros y demás elementos que se utilicen para el cumplimiento del contrato, cumplirán íntegramente las especificaciones técnicas de la oferta, y a su falta, las instrucciones que imparta la administración del contrato.

Los bienes a ser suministrados por el contratista serán nuevos, sin uso y de la mejor calidad. La administración podrá exigir, cuando así lo considere necesario, para aquellos bienes que requieran de un tratamiento o manejo especial, se coloquen sobre plataformas o superficies firmes o bajo cubierta, o que se almacenen en sitios o bodegas cubiertas, sin que ello implique un aumento en los precios y/o en los plazos contractuales.

Los bienes almacenados, serán revisados y codificados al momento de su utilización, para verificar su conformidad con las especificaciones.

#### **5.5.25. Obligaciones del contratante**

- Designar al administrador del contrato.
- Cumplir con las obligaciones establecidas en el contrato, y en los documentos del mismo, en forma ágil y oportuna.
- Dar solución a los problemas que se presenten en la ejecución del contrato, en forma oportuna.
- Las demás, determinadas en el pliego precontractual.

#### **5.5.26. Pagos**

El trámite de pago seguirá lo estipulado en las cláusulas respectivas del contrato

#### **5.5.27. Administrador de contrato**

El administrador del contrato es el supervisor designado por la contratante, responsable de la coordinación y seguimiento de la ejecución contractual.

Tendrá a su cargo, además, la administración de las garantías de modo tal que asegure que éstas se encuentren vigentes, durante todo el período de vigencia del contrato; ya sea hasta el devengamiento total del anticipo entregado (de ser el caso), como hasta la recepción definitiva del objeto del contrato.

## **5.6. Manual y presupuesto de operaciones de mantenimiento**

### **5.6.1. Manual de Mantenimiento**

El presente manual tiene como objetivo establecer los criterios y las operaciones de mantenimiento preventivo y correctivo que se deben realizar en todos los equipos que conforman el sistema fotovoltaico para asegurar el correcto funcionamiento del recurso solar.

El manual de mantenimiento consta de dos partes:

- Mantenimiento Preventivo
- Mantenimiento Correctivo

### **5.6.2. Mantenimiento Preventivo**

El Mantenimiento preventivo consiste en una serie de acciones o labores que tienen el objetivo de prevenir fallas en los equipos para asegurar su disponibilidad y optimizar su rendimiento. Este tipo de mantenimiento permite extender el tiempo de vida útil de los equipos.

El manual de mantenimiento preventivo debe ejecutarse conjuntamente con el apoyo de otras herramientas que permitan cuidar de los equipos y de la vida del personal de operación y mantenimiento tales como:

- Estudio básico de salud y riesgos laborales.
- Medidas preventivas de seguridad personal.
- Equipo de seguridad personal.
- Manuales de los equipos y recomendaciones del fabricante.

Las labores de mantenimiento deben afectar en lo mínimo la producción del parque fotovoltaico por lo que, la opción más idónea de ejecutar las labores de mantenimiento es durante la noche.

A continuación, se detallan los principales equipos que se recomienda ejecutar el mantenimiento.

- Paneles fotovoltaicos
- Equipos o cajas de conexión de paneles fotovoltaicos
- Inversores
- Sistema de puesta a tierra
- Estructuras de soporte
- Cableado general

### 5.6.2.1. Mantenimiento Preventivo de Paneles Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos instalados a la intemperie son especialmente afectados por los efectos medioambientales de la zona, tales como; nubosidades, polvo, lluvia y contaminación ambiental de la zona.



**Figura 20. Suciedad sobre los paneles**

*Nota: obtenido de <https://www.sfe-solar.com/>*

El proceso de limpieza de los paneles se lo realiza retirando la suciedad que se acumula sobre la superficie de los paneles. La frecuencia de los trabajos de limpieza se define considerando el análisis o estudio de contaminación ambiental del sector, para definir cuantas limpiezas serán necesarias a lo largo del año:

Se recomienda que la frecuencia de este trabajo sea: **cada Semestre.**

No es recomendable que la operación de limpieza sea realizada en las horas de producción máxima ya que los choques térmicos pueden afectar el vidrio del panel fotovoltaico y causar pérdidas, aunque leves de producción de la energía.

Para la limpieza de paneles se puede realizar las metodologías descritas a continuación:

- Sin agua
- Manual con agua
- Mecanizada con agua
- Y también Autolimpieza

### 5.6.2.2. Mantenimiento Preventivo de Equipos para Conexión de Paneles

Los equipos para conexión generalmente están preensamblados y son equipos especiales, como el ejemplo mostrado en la Figura 20, los cuales deben ser según lo especifique el fabricante.

Los equipos para conexión tienen una garantía de fábrica por ello se debe conocer y tomar en cuenta todas las condiciones que puedan anular la cobertura de la misma.



**Figura 21. Cajas de conexión de strings**

*Nota: Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/>*

La frecuencia con la que se debe realizar los trabajos de mantenimiento preventivo viene siempre recomendada por el fabricante de los equipos, sin embargo, queda a juicio del encargado de mantenimiento cualquier cambio en la frecuencia de las labores que dependerá de las condiciones medioambientales y del lugar de instalación de dichos equipos.

Se recomienda que la frecuencia de este trabajo sea: **Anualmente**.

Un mantenimiento preventivo estándar incluye algunas acciones básicas de mantenimiento, tales como las siguientes:

- Una termografía.
- Una inspección visual.
- Limpieza de componentes.
- Lubricación de las piezas móviles.
- Una comprobación funcional de todos los equipos y de sus parámetros de operación.
- La verificación y reajuste del par de apriete de las todas uniones.

El mantenimiento en caliente o con el equipo energizado:

- La termografía del equipo de conexión.
- El mantenimiento del lugar de emplazamiento o lugar de montaje.
- El mantenimiento externo del gabinete.
- La comprobación de registros y de la configuración de indicadores de alarma.

El mantenimiento con el equipo des energizado:

- Mantenimiento interno del gabinete.
- Mantenimiento de los techos y cubiertas, así como el etiquetado de seguridad.
- Mantenimiento de dispositivos de protección como fusibles y equipos porta fusibles.
- Mantenimiento de los elementos de unión, sujeción y tornillería.

- Mantenimiento en los contactos y demás conexiones del cableado eléctrico.
- Mantenimiento del descargador de sobretensión y pararrayos.
- Mantenimiento de la malla de puesta a tierra.
- Mantenimiento de los equipos de comunicación con el inversor.

Inspección con el equipo energizado:

- Comprobación del voltaje de operación de cada uno de los componentes.
- Comprobación de registros, protecciones y otros indicadores de alarma.

### 5.6.2.3. Mantenimiento Preventivo en el Inversor

Para mantenimiento del inversor se debe realizar las actividades bajo las recomendaciones del fabricante, ya que es de gran importancia para los equipos que conforman cualquier parque fotovoltaico. Hoy en día, la garantía ofertada por fabricantes de inversores tiene una vigencia de 5 hasta 10 años, tiempo que está relacionado con la confiabilidad y durabilidad del inversor.

La realización del mantenimiento en el inversor debe efectuarse de forma coordinada con el fabricante, el cual debe autorizar las actividades sin causar problemas en el manejo del equipo.

La periodicidad de labores de mantenimiento en el inversor viene recomendada por el fabricante, sin embargo, dicha frecuencia se puede cambiar dependiendo de los factores meteorológicos y no meteorológicos del lugar de instalación de los equipos.

Frecuencia recomendada: **anual**.

A continuación, se detalla un conjunto de las labores de mantenimiento recomendadas en el inversor, se debe seguir el orden en que se ejecutan dichas actividades ya que puede ser necesario energizar o desenergizar el inversor.

Mantenimiento con el inversor energizado:

- Termografía en el inversor.
- Realizar la lectura de datos y registro de errores.
- Comprobar funcionamiento del interruptor de potencia de DC.
- Comprobar funcionamiento del interruptor de potencia de AC.

Mantenimiento en frío o con el inversor desenergizado:

- Limpieza del sistema de ventilación.
- Comprobación del gabinete del inversor.
- Comprobar protecciones fusibles y seccionadores.
- Comprobar uniones roscadas de las conexiones eléctricas.
- Comprobación del descargador de sobrevoltajes.

- Limpieza del sistema de calefacción (de existir).
- Comprobar el sistema de etiquetado de seguridad.

Inspección con el inversor nuevamente energizado:

- Comprobar el sistema de ventilación.
- Comprobar el sistema de calefacción.
- Comprobar la correcta operación y funcionamiento del inversor.

#### 5.6.2.4. Mantenimiento Preventivo en el Sistema de Puesta a Tierra

Para proteger el sistema o malla de puesta a tierra es recomendable realizar las labores de mantenimiento preventivo que se detallan en la Figura 21, y que se enlistan a continuación:

- Medir y verificar de la resistencia (Ohm) del sistema de puesta a tierra con telurómetro.
- Comprobar la conexión de los equipos con el sistema o malla de puesta a tierra.
- Mejorar de la resistencia de puesta a tierra, con la limpieza adecuada.



Figura 22. a) medición de PT b) Verificación de conexiones c) Mejora del sistema de PT

*Nota: obtenido de <https://www.sfe-solar.com/>*

Es recomendable que estas labores de mantenimiento preventivo en el sistema de puesta tierra se realicen cumpliendo con los intervalos establecidos en la tabla 16.

Voltaje de la Instalación	Inspección Visual (Años)	Inspección Visual y Mediciones (Años)
Bajo Voltaje	1	5
Medio Voltaje	3	6
Alto Voltaje	2	4
Sistemas críticos	1	1

**Tabla 16. Frecuencia de inspección de sistema de PT**

#### 5.6.2.5. Mantenimiento Preventivo en las Estructuras de Soporte

Para proteger de las estructuras de soporte se recomienda realizar los siguientes trabajos de mantenimiento:

- Inspección visual de partes fijas y de las uniones.
- Reapriete y fijación de partes y tuercas que estén flojas.
- Limpieza y tratamiento de partes afectadas por algún tipo de corrosión.

Se recomienda una frecuencia: **Semestral**.

También es importante utilizar herramientas, accesorios, aditamentos adecuados y personal que este capacitado para este tipo de trabajos, los cuales se deben detallar en el procedimiento correspondiente.

#### 5.6.2.6. Mantenimiento Preventivo en el cableado General

Después de su instalación, los conductores pueden estar sometidos a un continuo deterioro de sus características físicas y eléctricas, debido básicamente a los siguientes factores:

- Esfuerzos mecánicos: Los conductores o cables que estén trabajando bajo tensión mecánica debido a vibraciones, empalmes ajustados excesivamente, instalación defectuosa, temblores, etc.
- Esfuerzos eléctricos: Sobretensiones, sobrecorrientes, descargas y microdescargas, trabajo a altas temperaturas, etc.
- Factores ambientales: Humedad o agua, corrosión en el conductor o en empalmes, grietas realizadas por insectos y roedores, etc.

Las labores de mantenimiento recomendadas están detalladas a continuación:

- Inspección visual y revisión completa de las instalaciones.
- Termografía de cables, conexiones o derivaciones y empalmes.
- Comprobación y reajuste de las conexiones.

- Medición de la continuidad de cables y conductores.
- Comprobación del aislamiento de cables, fugas de corriente (Megger).

La frecuencia sugerida: **Máximo cada 3 años.**

Se dimensionará las labores de mantenimiento dependiendo del tipo de cable, características mecánicas, constructivas, régimen de operación, entre otros.

### **5.6.3. Mantenimiento Correctivo**

Antes de realizar el mantenimiento correctivo en una central fotovoltaica, es imperativo identificar y comprobar que el equipo efectivamente requiere ser reemplazado.

Debido a que las actividades correctivas no son programadas, es muy difícil establecer un periodo para este tipo de mantenimientos.

El personal deberá estar capacitado y calificado para trabajar en los equipos de la central fotovoltaica. Previo a empezar cualquier labor de mantenimiento correctivo se debe verificar que se dispone de todos los elementos de repuesto.

Según el caso se podrá analizar la necesidad de apagar toda la central fotovoltaica o aislar solamente el equipo dañado, tomando en cuenta todos los criterios de seguridad para el personal de operación y mantenimiento. Se debe reducir al mínimo las pérdidas económicas debido a la suspensión de la producción.

### **5.6.4. Plan de Mantenimiento**

Al plan de mantenimiento se lo debe considerar como el complemento vital para el gerenciamiento del servicio de operación y mantenimiento de una central fotovoltaica, el plan de mantenimiento es el resultado de la planificación de las actividades de operación y mantenimiento que se requieren y recomiendan para una central fotovoltaica.

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

- Reducir los costos e inversión inicial.
- No sobrecargar actividades en un plazo corto.
- Optimizar la cantidad de visitas a la central fotovoltaica.
- Cumplir con los tiempos de mantenimiento recomendados por el fabricante.
- Cumplir con tiempos de mantenimiento requeridos por entes reguladores.

A continuación, se detallan los principales tipos de planificación y para que actividades aplican:

#### **5.6.4.1. Planificación día**

La planificación diaria es exclusiva para aquellas actividades urgentes como por ejemplo la atención a fallas imprevistos y mantenimientos correctivos.

#### **5.6.4.2. Planificación semana**

Se utiliza la planificación semanal específicamente para determinar de forma más exacta las actividades planificadas del mes.

#### **5.6.4.3. Planificación mes**

La planificación mensual nos ayuda a distribuir las actividades mantenimiento en el transcurso del año, a fin de que no se acumulen dentro de un periodo específico.

#### **5.6.4.4. Planificación año**

La planificación anual tiene el objetivo de definir las actividades de operación y mantenimiento que se requieren realizar de forma anual y plurianual.

Para elaborar adecuadamente un plan anual de mantenimiento es recomendable considerar lo siguiente:

- Los intervalos de mantenimiento recomendados por el fabricante del equipo, o en el presente documento.
- Los factores ambientales que delimitan la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento.
- Los aspectos financieros y económicos que puedan limitar la ejecución de los trabajos de operación y mantenimiento.
- Las labores de mantenimiento deben ser planificadas convenientemente, de tal manera que una actividad no interfiera con otra.

En la Tabla 17 a continuación, se detalla un ejemplo de un plan de mantenimiento para una central fotovoltaica.

PLAN DE MANTENIMIENTO ANUAL													
N°	EQUIPO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	Paneles Fotovoltaico		MPS						MPS				
2	Equipo de conexión de paneles			MPA									
3	Inversor				MPA								
4	Sistema de puesta a tierra										MPPA		
5	Estructuras de soporte		MPS						MPS				
6	Cableado general.									MPPA			

MPM	MANTENIMIENTO PREVENTIVO MENSUAL
MPS	MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEMESTRAL
MPA	MANTENIMIENTO PREVENTIVO ANUAL
MPPA	MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLURIANUAL

**Tabla 17. Plan de Mantenimiento para una Central Fotovoltaica**

### 5.6.5. Presupuesto de Operaciones de Mantenimiento

Los trabajos de mantenimiento previamente mencionados deberán estar debidamente cotizados. Adicionalmente, se debe estimar un presupuesto de contingencia como una provisión de recursos en el caso que la instalación fotovoltaica tenga algún inconveniente o imprevisto.

El presupuesto para el mantenimiento debe incluir los costos operativos de monitoreo y diagnóstico, mantenimiento correctivos y preventivos, y un rubro global para cubrir costos adicionales, como por ejemplo reemplazar los componentes no cubiertos por la garantía.

Los planes de mantenimiento se deben realizar según lo indique el fabricante de los equipos, con el objetivo de que ante una posible falla esta se encuentre dentro del periodo de garantía, y sea el propio fabricante quien se responsabilice de la sustitución o reparación de los elementos dañados. Los costos de mantenimiento son los valores que corresponden a las actividades que tienen relación con el mantenimiento de los equipos e instalaciones, como son herramientas, consumibles y repuestos.

Los mantenimientos están principalmente enfocados a los siguientes equipos:

1. Instalaciones eléctricas: terminales, empalmes, conductos, etc.
2. Paneles
3. Inversores
4. Estructuras y Tableros

Los costos de mantenimiento derivados de las distintas actividades descritas requieren de personal técnico calificado y no calificado. También corresponde a instrumentos, insumos y herramientas que se necesitan para realizar las dichas actividades. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) los costos de mantenimiento están desde los 18 USD/kW en China hasta los 33 USD/kW en Rusia, con ello podemos guiarnos al momento de proyectar un costo de mantenimiento. Sin embargo, en lo que respecta a Ecuador se considera los costos anuales de operación y mantenimiento O&M = 1% del costo total de la inversión. Para el caso que nos compete se tiene un total de inversión de 195,468.36 USD (considerando la inversión inicial y los costos esperados durante la vida útil por mantenimiento y alquiler de la cubierta en valor presente neto) para la planta de 335.5 MW por lo que el costo anual para Operación y Mantenimiento se estima en 1,752.68 USD.

### **5.6.6. Costos administrativos**

Se refiere a los costos que tienen que ver con todos los procesos administrativos y documentales necesarios para la operación del proyecto Fotovoltaico, los mismos que pueden ser asumidos por el inversionista mediante la contratación directa de personal de planta, y que incluyen todas las cargas sociales correspondiente, así como arrendamientos y la compra de equipos, muebles para oficinas, o también, se puede contratar a una tercera empresa que se encargará de todas estas funciones. En la actualidad existen empresas que además de proveer de programas y planes completos de mantenimiento, también ofrecen trabajos de operación, monitoreo y manejo de los procesos administrativos de plantas fotovoltaicas. Es recomendable decantarse por la opción de contratar una empresa que realice todas estas funciones y actividades, ya que el costo es sustancialmente menor en comparación a la carga de tener personal de planta.

## **5.7. Estudio de rentabilidad de la instalación solar**

### **5.7.1. Explicación de los Gastos**

Para el análisis financiero del proyecto se distingue principalmente los gastos de capital entre los cuales se considera la inversión inicial, que comprende los bienes de equipo, es decir la maquinaria para la generación fotovoltaica, lo que incluye los módulos o paneles, las estructuras de soporte, los inversores, UPS, el sistema de monitoreo, un contador unidireccional, el cable, protecciones, conectores, herramientas, consumibles, así también los trabajos de interconexión. Adicionalmente se considera los costos del personal para la instalación, la dirección de la obra, los permisos y trámites y algunos otros gastos varios que comprenden el primer desembolso importante para el proyecto.

En cuanto a los gastos operacionales y de mantenimiento sea considerado un trabajo de mantenimiento anual en el que se incluya tanto mano de obra como consumibles utilizados para dicho trabajo. También se considera el alquiler de la cubierta por un valor de \$800 con una tasa de incremento anual del 1.5%.

En estos rubros principales y se detalla todos los gastos que se deberá considerar en el proyecto.

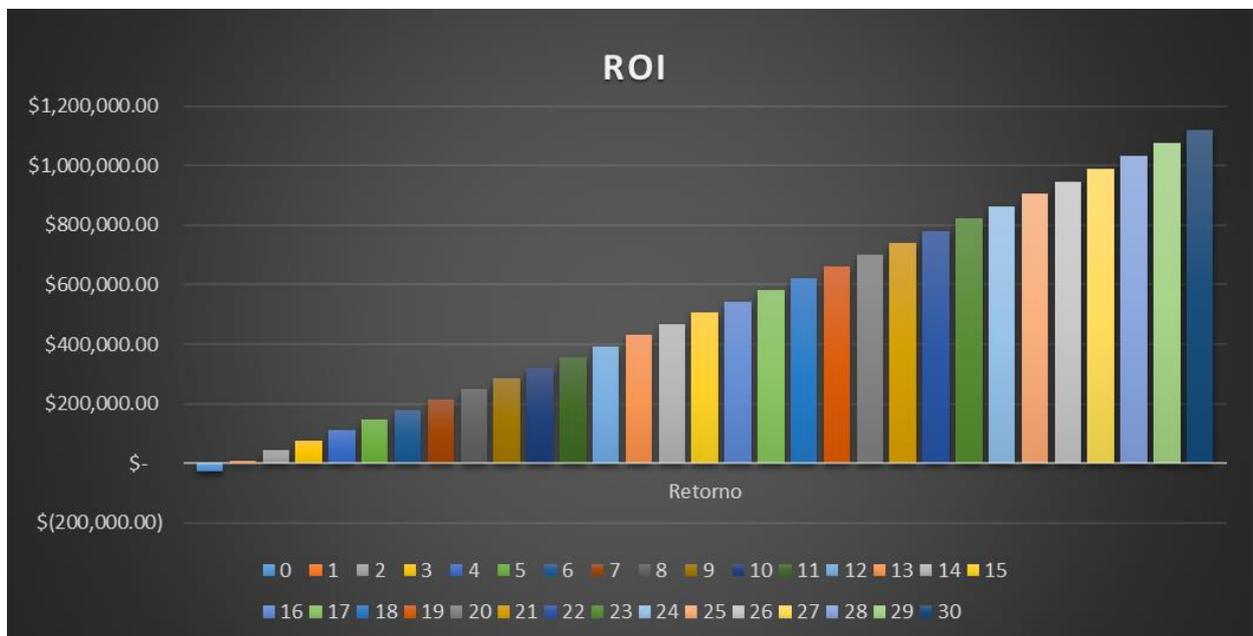
### **5.7.2. Explicación de los ingresos**

Para el cálculo de los ingresos se ha tomado en cuenta principalmente la venta de la energía, que según el dimensionamiento planteado entregará el 60% del consumo total de la urbanización, es decir 335.5 MWh. Adicionalmente se considera una degradación en la generación de la planta fotovoltaica de 0.5% anual. El valor costo del megavatio-hora es de \$105, con una tasa de incremento anual del 1.5% con ello se calcula el ingreso total por la venta de energía.

Los parámetros de diseño para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica se establecieron en aras de lograr la subvención estatal por un monto de \$150,000. Se incluye este monto como un ingreso único al inicio del proyecto.

### 5.7.3. Explicación de la Rentabilidad

Una vez proyectados tanto los gastos como los ingresos, para un periodo de 30 años, tomando en cuenta las correspondientes tasas de incremento en el costo del alquiler de la cubierta, precio de la energía y degradación de la generación, se ha calculado los flujos de caja para cada año. Después, se trae los valores a valor presente neto (NPV) considerando una tasa de descuento 11%. Con lo expuesto se ha logrado determinar un ROI de 46%, demostrándose una apropiada rentabilidad para la implementación del proyecto.



**Figura 24. La proyección de la financiación del proyecto fotovoltaico**

*Nota: Elaboración propia*

En la figura 24 se detalla la proyección de la financiación del proyecto fotovoltaico.

## 6. DIMENSIONADO DEL SISTEMA AISLADO.

El proyecto fotovoltaico Urbanización “El Manantial”, incorpora el dimensionado de una instalación fotovoltaica aislada de la red y autosuficiente, para el suministro eléctrico de una caseta de obra y posterior gestión de la planta fotovoltaica.

Para determinar las características de la instalación aislada de suministro eléctrico y realizar la adecuada elección de los componentes que la conforman, es importante realizar un análisis previo del consumo de energía diario que se va suministrar y de todos los sistemas que se pretende alimentar.

El sistema aislado propuesto, contará con los siguientes consumos:

Equipos DC/AC	Voltaje V	Potencia W	Unidades UD	Horas de Uso (H/D)	Energía WH/Día	Total Energía (WH)*20%
Puntos de luz	120	20	3	3	180	216
Ordenador	120	100	1	4	400	480
					<b>Total</b>	696
					<b>Estimado</b>	<b><u>700</u></b>

**Tabla 18. Cálculo de la demanda energética**

Considerando los elementos de consumo y el tiempo de funcionamiento de cada sistema, se replantea la instalación, con la finalidad de determinar el diseño de la conexión entre los componentes y las protecciones eléctricas de la planta.

### 6.1. Cálculo de pérdidas

A continuación, se definen las pérdidas más comunes, considerando los componentes del sistema:

Cálculo de pérdidas	
Pérdidas por temperatura ( $\eta_T\%$ )	0,90
Pérdidas por el sistema de acumulación ( $\eta_B\%$ )	0,95
Rendimiento del regulador ( $\eta_R\%$ )	0,95
Rendimiento del inversor ( $\eta_{Inv}\%$ )	0,90
Pérdidas por rendimiento de los conductores ( $\eta_C\%$ )	1,00
Pérdidas por suciedad	0,97
Factor de seguridad	0,95
	0,83

**Tabla 19. Pérdidas estimadas**

El factor de seguridad estimado de la instalación fue de 1,20; lo cual equivale a 83,33%

**Fórmula 4.**  $Factor\ de\ seguridad = \frac{1}{1,2} = 0,83 = 83\%$

## 6.2. Consumo medio diario

Para determinar el consumo medio se establecen los consumos totales en DC y en AC.

Consumo medio diario Wh/día		
<b>Lmd,DC</b>	0	Wh/día
<b>Lmd,AC</b>	700	Wh/día
<b>Lmd</b>	843,84	Wh/día

**Tabla 20.** Consumo medio energético diario (Wh/día)

Para el cálculo del consumo medio diario utilizamos la siguiente fórmula:

**Fórmula 5.**  $Lmd = \frac{Lmd,DC + Lmd,AC/\eta I}{\eta B \times \eta C} = 843,84\ Wh/día$

## 6.3. Energía media

Como parte de los componentes se ha estimado utilizar batería con voltaje 12 Vdc.

Energía media Ah/día		
<b>Lmd</b>	843,84	Wh/día
<b>Vbat</b>	12	Vdc
<b>Qah</b>	70,32	Ah/día

**Tabla 21.** Energía media (Qah)

La energía media se expresa conforme el resultado de la siguiente fórmula:

**Fórmula 6.**  $Qah = \frac{Lmd}{Vbat} = 70,32\ Ah/día$

## 6.4. Dimensionado de la instalación fotovoltaica aislada

### 6.4.1. Número total de paneles

A continuación, se determina el número total de paneles solares a través del cálculo correspondiente:

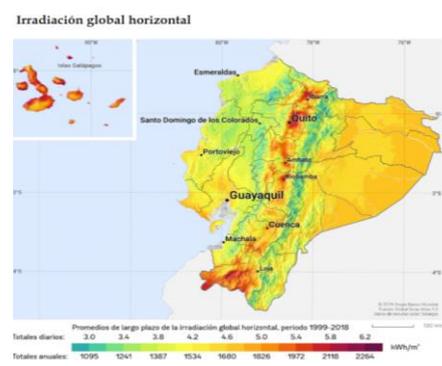
**Fórmula 7.** 
$$Nt = \frac{Lmdcrit}{Pmpp \times HPS\ crit} = 1,16 \sim 2$$

El cálculo previo, incorpora el consumo medio mensual en el mes más crítico, la potencia pico del módulo en condiciones estándar y las horas de sol pico de mes crítico.

Las horas de sol pico se obtiene a partir de:

**Fórmula 8.** 
$$HPS\ crit = \frac{\text{Irradiación del mes crítico}}{1000\ W/m^2} = 4,80\ HPS$$

Es necesario puntualizar que la Irradiación Global Horizontal del Ecuador correspondiente a Quito, zona del proyecto, es de aproximadamente 4,8 KWh/m2



**Figura 23.** Irradiación global horizontal del Ecuador.

*Nota:* Atlas de Insolación – CIE, 2008

El panel solar considerado para el sistema aislado corresponde a la marca *ERA Solar ESPSC180*.

<b>Cálculo del número de paneles</b>		
<b>Lmdcrit</b>	700,00	Wh/día
<b>Pmpp</b>	180,00	Wp
<b>Irradiación del mes crítico</b>	4,80	KWh/m2
<b>HPS crit</b>	4,80	HPS
<b>Rendimiento medio de los paneles</b>	0,70	estimado
<b>Nt</b>	1,16	
<b>Considerado</b>	<b>2,00</b>	<b>Paneles</b>

**Tabla 22.** Número de paneles

#### 6.4.1.1. Número de paneles en serie

Cálculo de número de paneles serie		
<i>V<sub>bat</sub></i>	12	Vdc
<i>V<sub>mod,mpp</sub></i>	19,8	Vdc
<i>N<sub>serie</sub></i>	0,61	
<i>N<sub>serie</sub></i>	1	Estimado

Tabla 23. Cálculo de número de paneles en serie

Fórmula 9. 
$$N_{serie} = \frac{V_{bat}}{V_{mod,mpp}} = 0,61 \sim 1$$

#### 6.4.1.2. Número de paneles en paralelo

Cálculo de número de paneles paralelo	
<i>N<sub>t</sub></i>	2,00
<i>N<sub>serie</sub></i>	1,00
<i>N<sub>paralelo</sub></i>	2

Tabla 24. Cálculo de número de paneles en paralelo

Fórmula 10. 
$$N_{paralelo} = \frac{N_t}{N_{serie}} = 1$$

#### 6.4.2. Energía generada por el campo de captación fotovoltaica

Energía generada por el campo de captación fotovoltaico		
<i>Q<sub>ah</sub></i>	70,32	Ah/día
<i>HP<sub>Scrit</sub></i>	4,80	HPS
<i>I<sub>gfv,mpp</sub></i>	14,65	A

Tabla 25. Cálculo del número de paneles en paralelo

La corriente generada por el campo de captación fotovoltaico es:

Fórmula 11.  $I_{gfv, mpp} = \frac{Q_{ah}}{HPS_{crit}} = 14,65 \text{ A}$

6.4.2.1. Módulos necesarios conectados en paralelo

Módulos necesarios conectados en paralelo		
$I_{gfv, mpp}$	14,65	A
$I_{mod, mpp}$	9,1	A
$N_{paralelo\_módulos\ necesarios}$	1,61	
<b>Considerados</b>	2,00	Paneles

Tabla 26. Módulos necesarios conectados en paralelo

Fórmula 12.  $N_{paralelo} = \frac{I_{gfv, mpp}}{I_{mod, mpp}} = 1,61 \sim 2$



ESPSC180	
Specifications	
Size of module	1482x676x35mm
Cell Type	MONO CELL 156x156mm 5BB
Number of cells	36(4x9)
Maximum Power(Wp)	180W
Tolerance of Power(%)	+3%
Open circuit Voltage(Voc)	23.8V
Short circuit Current(Isc)	9.80A
Maximum Power Voltage(Vm)	19.8V
Maximum Power Current(Imp)	9.10A
Maximum Series Fuse	15A
Number of Diode	2
Cable type and Length	4mm <sup>2</sup> ,90cm
Standard Test Conditions	1000W/M <sup>2</sup> ,25 C ,AM1.5
Maximum System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient Isc	+0,08558%/ C
Temperature-Coefficient Uoc	-0,29506%/ C
Temperature-Coefficient Pmpp	-0,38001%/ C
Normal Operating Cell Temperature	45 C
Module efficiency	16,9%
Product Certificate	TUV(IEC 61215,IEC 61730),CE,ROHS
Company Certificate	ISO9001,ISO14001,ISO18001

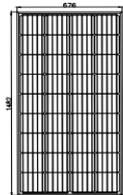
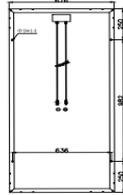



Figura 24. Especificaciones del Panel Solar.

Nota: <https://www.erasolar.com.ni/>

6.5. Dimensionado de baterías

Para el dimensionado de la batería, se procede inicialmente con el cálculo de su capacidad nominal en función de la descarga máxima diaria (Cnd).

Dimensionado de baterías		
<i>Lmd</i>	843,84	Wh/día
<i>Pdmax,d</i>	0,15	estimado 15%
<i>Rendimiento de la batería</i>	1,00	estimado 100%
<i>Cnd(Wh)</i>	5625,59	Wh
<i>Vbat</i>	12	Vdc
<i>Cnd(Ah)</i>	468,80	Ah

Tabla 27. Capacidad nominal de la batería en función de la descarga

Fórmula 13. 
$$Cnd (Wh) = \frac{Lmd}{Pdmax,d \times \eta B} = 5625,59 Wh$$

Fórmula 14. 
$$Cnd (Ah) = \frac{Cnd(Wh)}{Vbat} = 468,80 Ah$$

De igual manera es importante determinar la capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacionaria (Cne).

Capacidad nominal de la batería		
<i>Lmd</i>	843,84	Wh/día
<i>N</i>	2,00	# de módulos en paralelo
<i>Pdmax,e</i>	0,70	estimado 70%
<i>Rendimiento de la batería</i>	1	estimado 100%
<i>Cne(Wh)</i>	2410,97	Wh
<i>Vbat</i>	12	Vdc
<i>Cne(Ah)</i>	200,91	Ah

Tabla 28. Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional

Fórmula 15. 
$$Cne (Wh) = \frac{Lmd \times N}{Pdmax,e \times \eta B} = 2410,97 Wh$$

Fórmula 16. 
$$Cne (Ah) = \frac{Cne(Wh)}{Vbat} = 200,91 Ah$$

En este punto se escoge la mayor capacidad nominal obtenida, bajo la comparación de Cnd y Cne, por lo cual se selecciona la batería con capacidad nominal de 468,80 Ah, aproximadamente 500 Ah.

## 6.6. Dimensionado del regulador

La corriente de entrada y salida del regulador se calcula a continuación.

### 6.6.1. Corriente de entrada

Corriente de entrada		
NP	2,00	
Imod,sc	9,80	A
Factor de seguridad para evitar daños en el regulador	1,25	A
I_entrada	24,50	A

Tabla 29. Cálculo de corriente de entrada al regulador

**Fórmula 17.**  $I_{entrada} = 1,25 \times NP \times I_{mod,sc} = 24,50 A$

### 6.6.2. Corriente de salida

Corriente de salida		
Pdc	0	W
Pac	160	W
Ninv	0,95	rendimiento del inversor entre 90 y 95%
Vbat	12	Vdc
I_salida	17,54	A

Tabla 30. Cálculo de corriente de salida del regulador

El cálculo incorpora la potencia de las cargas en alterna (Pac) y un rendimiento del inversor estimado en 95%.

**Fórmula 18.**  $I_{salida} = \frac{1,25 (Pdc + \frac{Pac}{n_{inv}})}{V_{bat}} = 17,54 A$

### 6.7. Dimensionado del inversor

Para el dimensionamiento del inversor se ha considerado un margen de seguridad (Sinv) del 20%.

Dimensionado del inversor		
S_inv	1,20	20%
Pac	160,00	W
P_inv	192,00	W

**Tabla 31. Cálculo del inversor**  
 $P_{inv} = S_{inv} \times Pac = 192 W$

### 6.7.1. Caída de tensión

En el cálculo de la caída de tensión, se ha seleccionado un conductor 1x 2,65 mm<sup>2</sup>, corriente nominal de 34 A, EXZHELLENT CLASS SOLAR, para una longitud de 10 metros.

**EXZHELLENT® CLASS SOLAR** 

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -  
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



ENSAYOS ADICIONALES:

Número de conductores x sección mm <sup>2</sup>	Diámetro máximo del conductor mm (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Radio mínimo de curvatura dinámico mm	Radio mínimo de curvatura estático mm	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire, T ambiente 60 °C y t conductor 120 °C (3)	Caída de tensión V/(A.km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42

**Figura 25. Conductor clase solar.**

Nota: Obtenido de <https://www.generalcable.com/eu>

Caída de tensión		
R	8,21	ohmios/Km
L	0,01	Km
I	34	A
$\Delta V$	2,79	V

**Tabla 32. Cálculo de caída de tensión**

**Fórmula 19.**  $\Delta V = R \times L \times I = 2,79 V$

### 6.8. Dimensionado de las protecciones

Dimensionado de las protecciones		
<b>Corriente máxima del conductor</b>		
In	34	A
Ic	42,50	A
<b>Corriente máxima del fusible</b>		
Ic	42,50	A

If	53,12	A
<b>Corriente máxima del magnetotérmico</b>		
Ic	42,50	A
Ib	63,75	A
<b><math>Ic = 125\% \times In(A) = 42,50 A</math></b>		
<b><math>If = 125\% \times Ic(A) = 53,12 A</math></b>		
<b><math>Ib = 150\% \times Ic(A) = 63,75 A</math></b>		

**Tabla 33. Dimensionado de las protecciones**

**6.9. Inversor solar seleccionado para sistema aislado**



**Figura 26. inversor a utilizar. MIC750TL-X**

*Nota: Obtenido de <https://www.ginverter.com/>*

Datasheet	MIC 750TL-X	MIC 1000TL-X	MIC 1500TL-X	MIC 2000TL-X	MIC 2500TL-X	MIC 3000TL-X	MIC 3300TL-X
<b>Input data (DC)</b>							
Max. recommended PV power (for module STC)	1050W	1400W	2100W	2800W	3500W	4200W	4290W
Max. DC voltage	500V	500V	500V	500V	550V	550V	550V
Start voltage	50V	50V	50V	50V	80V	80V	80V
Nominal voltage	120V	180V	250V	360V	360V	360V	360V
MPP voltage range	50V-500V	50V-500V	50V-500V	50V-500V	65V-550V	65V-550V	65V-550V
No. of MPP trackers				1			
No. of PV strings per MPP tracker				1			
Max. input current per MPP tracker				13A			
Max. short-circuit current per MPP tracker				16A			
<b>Output data (AC)</b>							
AC nominal power	750W	1000W	1500W	2000W	2500W	3000W	3300W
Max. AC apparent power	750VA	1000VA	1500VA	2000VA	2500VA	3000VA	3300VA
Nominal AC voltage(range*)	230V (180-280V)						
AC grid frequency(range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)						
Max. output current	3.6A	4.8A	7.1A	9.5A	11.9A	14.3A	14.3A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging						
THDi	<3%						
AC grid connection type	Single phase						
<b>Efficiency</b>							
Max. efficiency	97.4%	97.4%	97.4%	97.4%	97.6%	97.6%	97.6%
European efficiency	96.5%	96.5%	97.0%	97.0%	97.0%	97.1%	97.1%
MPP efficiency	99.9%						
<b>Protection devices</b>							
DC reverse polarity protection				Yes			
DC switch				Yes			
AC/DC surge protection				Type III / Type III			
Insulation resistance monitoring				Yes			
AC short-circuit protection				Yes			
Ground fault monitoring				Yes			
Grid monitoring				Yes			
Anti-islanding protection				Yes			
Residual-current monitoring unit				Yes			
AFCI protection				Optional			

**Figura 27. inversor a utilizar. MIC1500TL-X Datasheet**

*Nota: Obtenido de <https://www.ginverter.com/>*

## 6.10. Baterías seleccionadas para sistema aislado



**Figura 28. Baterías SOPZS**

*Nota: Obtenido de <https://www.ginverter.com/>*



Estas baterías SOPZS son de 12V a 500Ah, una solución para sistemas residenciales aisladas de la red eléctrica, cuentan con alta eficiencia, largo ciclo de vida y no requieren mucho mantenimiento a comparación de las baterías de plomo.

La ubicación de este sistema será cerca de las aulas del colegio para poder aprovecharlo como aula interactiva para los estudiantes del plantel, al ser un sistema aislado no necesita conectarse a la red de la unidad educativa ya que será autosustentable, en esta caseta de control se encontraran todos los inversores del sistema fotovoltaico además del sistema aislado, el propósito de centralizar todo en una caseta de control es poder tomar acciones rápidas en caso de falla de algunos de los sistemas y el monitoreo continuo de todo el sistema.

# Estudio comparativo solar de una comunidad en Quito

## 7. CÁLCULO DE LA DEMANDA TÉRMICA PARA EL ESCENARIO DE ESTUDIO: PERFIL DIARIO Y ANUAL DE LA DEMANDA.

El sol y la energía que emite es un recurso renovable de potencial energético ilimitado, tiene un rol muy importante en el medioambiente y la vida humana debido a sus características ideales para producir energía limpia. Con el objetivo de aprovechar dicha energía y lograr un alto grado de independencia energética, con certificado renovable se ha planteado el presente estudio.

Como primera etapa, se requiere dimensionar apropiadamente la demanda térmica de una vivienda de 2 ocupantes, con un área de construcción de 50 m<sup>2</sup>, ubicada en la ciudad de Quito. Se debe considerar la máxima demanda de agua caliente sanitaria (ACS) y el requerimiento para cubrir un sistema de apoyo para calefacción.

La casa actualmente cuenta con una fuente de energía auxiliar o de apoyo, a base de gas natural que utiliza una caldera de combustión (calefón), siendo uno de los principales objetivos de la implantación de sistema térmico solar (SST), la disminución del consumo de gas y la reducción de gases de efecto invernadero. Como premisas para el cálculo inicial de dicha demanda se cuenta con la siguiente información:

- Los kWh se calcularán por medio de la fórmula de transferencia de calor al agua, considerando una densidad de 1 kg/litro y que calentamos el agua desde la temperatura de la red de agua fría hasta los 60°C.
- La demanda de calefacción de la vivienda se estima en 30 kWh/m<sup>2</sup> y año.

Los estudios meteorológicos realizados en la ciudad de Quito han permitido determinar la temperatura ambiente promedio mensual y la temperatura promedio mensual de la red de agua potable o red de agua fría ( $T_{af}$ ), con lo cual se determinará el salto térmico que buscamos conseguir con nuestro SST, para llegar a la temperatura deseada de ACS fijada en 60°C.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
T ambiente (°C)	13.6 °C	13.9 °C	13.8 °C	13.8 °C	11.9 °C	14.1 °C	13.8 °C	14.2 °C	13.8 °C	13.6 °C	13.5 °C	13.5 °C
T agua fría (°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

Tabla 34. Datos meteorológicos de la ciudad de Quito

También se dispone en la Norma Técnica Ecuatoriana para Sistemas de calentamiento de agua con energía solar para uso sanitario en el Ecuador (NTE INEN XX:2009), la información respecto a la irradiación solar mensual y promedio para Quito, descrita a continuación:

Sitio	Años lecturas	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Quito	4	4.94	4.64	4.78	4.53	4.83	4.69	5.53	5.47	4.89	5.25	5.14	4.99

**Tabla 35. Irradiación solar mensual y promedio para Quito.**

Para el cálculo de la radiación también se utilizó las tablas disponibles en la mencionada Norma INEN, que indican el factor de corrección recomendado (k) para una superficie inclinada 5°, tomando en cuenta que Quito de encuentra en una latitud de -1°.

Latitud	Inclinación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
-1°	5°	0.97	0.98	1	1.01	1.02	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.96

**Tabla 36. Factor corrección K**

Con toda esta información finalmente se puede estimar la radiación solar aprovechable en kWh/m<sup>2</sup>\*día.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Rad. Solar (kWh/m <sup>2</sup> *día)	4.79	4.55	4.78	4.58	4.93	4.83	5.64	5.52	4.89	5.15	4.99	4.79

**Tabla 37. Radiación solar aprovechable en Quito**

La demanda mensual de ACS se ha calculado utilizando el proceso recomendado por la Norma para el dimensionamiento de sistemas solares térmicos con el método de las curvas f (f-chart), el cual permite calcular la cobertura solar de un sistema que esté relacionado a la energía necesaria para cubrir las cargas térmicas, el mismo que esta resumido en la siguiente fórmula:

$$\text{Fórmula 20. } L_{TOT} = C \left( \frac{\text{litros}}{\text{persona y día}} \right) * N_H * N_M * \rho_{H2O} * C_{p_{H2O}} * (T_{ACS} - T_{red})$$

$L_{TOT}$  = demanda energética mensual

$C_{p_{H2O}}$  = capacidad calorífica del agua = (4,18 KJ/Kg \* °K)/3600 = 0.001161 KWh

$T_{red}$  =  $T_{af}$

La demanda mensual de calefacción se ha estimado con el dato mencionado de 30 kWh/m<sup>2</sup> y año, que multiplicado por los 50 m<sup>2</sup> de construcción nos demanda 1,500.0 kWh/año, los cuales se distribuyen conforme el número de días de cada mes a razón de 4,11 kWh/día.

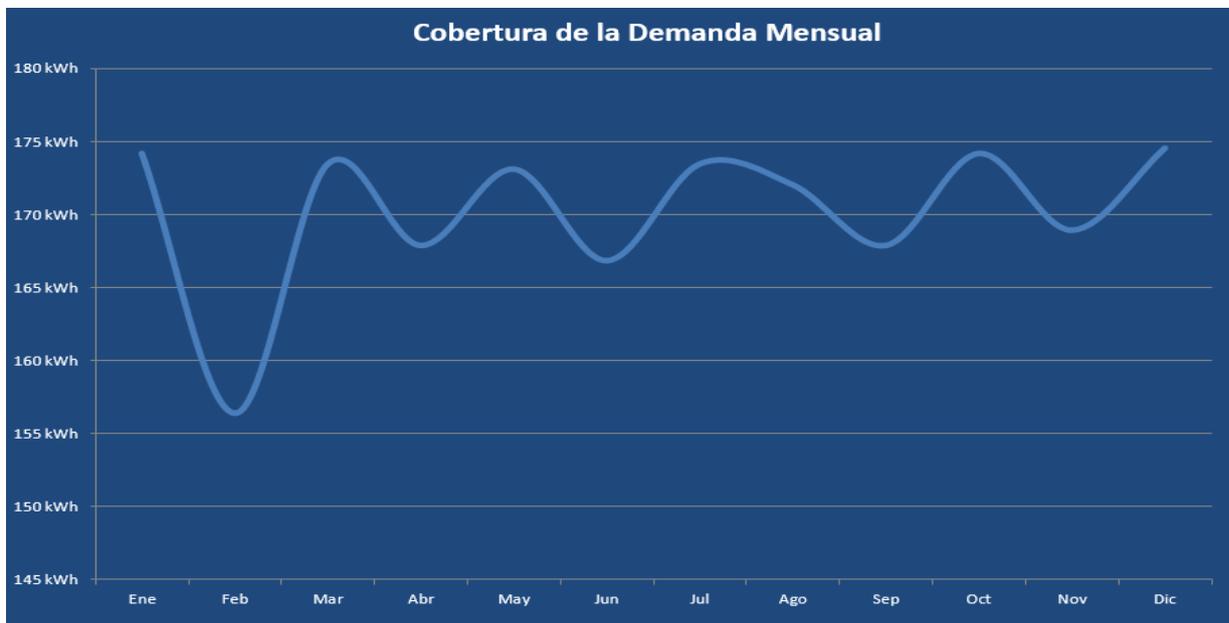
Los resultados de los cálculos anteriormente explicados se resumen en la siguiente tabla:

MES	N (días/mes)	T <sub>AF</sub>	Demes ACS	Demes CALEF.
Ene	31	11.6 °C	174 kWh	127 kWh
Feb	28	11.9 °C	156 kWh	115 kWh
Mar	31	11.8 °C	173 kWh	127 kWh
Abr	30	11.8 °C	168 kWh	123 kWh
May	31	11.9 °C	173 kWh	127 kWh
Jun	30	12.1 °C	167 kWh	123 kWh
Jul	31	11.8 °C	173 kWh	127 kWh
Ago	31	12.2 °C	172 kWh	127 kWh
Sep	30	11.8 °C	168 kWh	123 kWh
Oct	31	11.6 °C	174 kWh	127 kWh
Nov	30	11.5 °C	169 kWh	123 kWh
Dic	31	11.5 °C	175 kWh	127 kWh
<b>AÑO</b>	<b>365</b>	<b>11.8 °C</b>	<b>2,043 kWh</b>	<b>1,501 kWh</b>

**Tabla 38. Demanda térmica anual**

Totalizando una demanda térmica anual de 3,544.00 KWh.

Con ello se determina el perfil mensual de la demanda térmica para la vivienda:



**Figura 29. Perfil mensual de demanda térmica**

*Nota: Elaboración propia*

## 8. DEFINICIÓN DEL CRITERIO DE CÁLCULO DEL ACUMULADOR

Los criterios utilizados para definir el cálculo del acumulador en base al perfil diario de la demanda están basados en lo siguiente:

- El sistema solar térmico se debe proyectar en función de la energía que aporta a lo largo del día y no solo en función de la potencia de los captadores solares (generador), en consecuencia, es necesario anticipar una acumulación que esté de acuerdo con la demanda al no ser ésta simultánea con la generación.
- Asegurar un grado térmico que evite la acumulación de bacterias, ya sea mediante un recubrimiento interior o mediante un material que cumpla esta condición.
- De preferencia la acumulación solar estará constituida por un solo depósito que tenga configuración vertical y que será colocado en una zona interior.
- El volumen de la acumulación debe tener un valor que cumpla el siguiente requisito:

$$50 \leq \frac{V}{Ac} \leq 180$$

Siendo  $V$  el volumen del acumulador y  $Ac$  el área de captación; con unidades el *litros* y  $m^2$  respectivamente.

Para efectos de cálculo y basados en la Norma Técnica Ecuatoriana 2009, se ha utilizado 75 como resultado de la relación (ratio) del volumen del acumulador y la superficie del captador, con lo cual se asegura un ajuste óptimo para el perfil de la demanda y estratificación del agua:

$$\frac{V}{Ac} = 75$$

En vista de que se dispone de un área en cubierta de  $5 m^2$  y habiendo previsto la aplicación preliminar de 2 (*dos*) captadores de  $2,5 m^2$  correspondiente a la marca *VISSMANN\_Vitosol 100-200-FM*, se puede establecer como área de superficie de captación  $Ac = 5 m^2$ , lo cual nos permite obtener de manera orientativa un volumen de 375 litros para el acumulador, el cual será el valor base para definir el acumulador comercial más próximo, esto es, un acumulador de 400 litros según los datos comerciales de cada fabricante y cobertura de la demanda.

**Fórmula 21.**  $V = 75 \frac{l}{m^2} (Ac)$

$$V = 75 \frac{l}{m^2} (5 m^2) = 375 \text{ litros} \sim 400 \text{ litros}$$

## 9. EXTRAPOLACIÓN AL CONJUNTO DE LAS 100 VIVIENDAS DE LA COMUNIDAD OBJETO DEL ESTUDIO CON LOS CRITERIOS DE PROPORCIONALIDAD DESCRITOS EN EL APARTADO 1

Para tener la demanda tanto de ACS como de Calefacción para las 100 viviendas del proyecto, se ha tomado como punto de partida el cálculo de la Demanda mensual de ACS y la Demanda mensual de calefacción para el número de habitantes de las opciones de viviendas de la urbanización, tal como se muestra en la Tabla 39.

DEMANDA DE ACS Y CALEFACCION PARA CADA VIVIENDA										
MES	N (días/mes)	TAF	Demes ACS (2hab)	Demes CALEF (2hab)	Demes ACS (3hab)	Demes CALEF (3hab)	Demes ACS (4hab)	Demes CALEF (4hab)	Demes ACS (5hab)	Demes CALEF (5hab)
Ene	31	11,6 °C	174 kWh	127 kWh	261 kWh	178 kWh	348 kWh	229 kWh	436 kWh	280 kWh
Feb	28	11,9 °C	156 kWh	115 kWh	235 kWh	161 kWh	313 kWh	207 kWh	391 kWh	253 kWh
Mar	31	11,8 °C	173 kWh	127 kWh	260 kWh	178 kWh	347 kWh	229 kWh	434 kWh	280 kWh
Abr	30	11,8 °C	168 kWh	123 kWh	252 kWh	173 kWh	336 kWh	222 kWh	420 kWh	271 kWh
May	31	11,9 °C	173 kWh	127 kWh	260 kWh	178 kWh	346 kWh	229 kWh	433 kWh	280 kWh
Jun	30	12,1 °C	167 kWh	123 kWh	250 kWh	173 kWh	334 kWh	222 kWh	417 kWh	271 kWh
Jul	31	11,8 °C	173 kWh	127 kWh	260 kWh	178 kWh	347 kWh	229 kWh	434 kWh	280 kWh
Ago	31	12,2 °C	172 kWh	127 kWh	258 kWh	178 kWh	344 kWh	229 kWh	430 kWh	280 kWh
Sep	30	11,8 °C	168 kWh	123 kWh	252 kWh	173 kWh	336 kWh	222 kWh	420 kWh	271 kWh
Oct	31	11,6 °C	174 kWh	127 kWh	261 kWh	178 kWh	348 kWh	229 kWh	436 kWh	280 kWh
Nov	30	11,5 °C	169 kWh	123 kWh	253 kWh	173 kWh	338 kWh	222 kWh	422 kWh	271 kWh
Dic	31	11,5 °C	175 kWh	127 kWh	262 kWh	178 kWh	349 kWh	229 kWh	436 kWh	280 kWh
<b>AÑO</b>	<b>365</b>	<b>11,8 °C</b>	<b>2.043 kWh</b>	<b>1.501 kWh</b>	<b>3.065 kWh</b>	<b>2.101 kWh</b>	<b>4.086 kWh</b>	<b>2.701 kWh</b>	<b>5.108 kWh</b>	<b>3.302 kWh</b>

Tabla 39. Demanda de ACS y Calefacción para cada vivienda de habitantes

Una vez se obtuvo las demandas mensuales de ACS y Calefacción para el número de habitantes de las distintas viviendas de la urbanización, se procedió con el cálculo de las mismas demandas, pero considerando el número de viviendas distribuidas en la urbanización según tipología.

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

Tabla 40. Distribución de viviendas en la urbanización según tipología

A continuación, se detalla la Demanda Total Mensual y Anual de ACS y Calefacción para el total de viviendas de la urbanización El Manantial, Tabla 7.

DEMANDA TOTAL DE ACS Y CALEFACCION PARA 100 VIVIENDAS										
MES	Demes ACS (15 viv-2hab)	Demes CALEF (15 viv-2hab)	Demes ACS (30 viv-3hab)	Demes CALEF (30 viv-3hab)	Demes ACS (35viv-4hab)	Demes CALEF (35 viv-4hab)	Demes ACS (20viv-5hab)	Demes CALEF (20viv-5hab)	Demes TOTAL ACS 100 VIV	Demes TOTAL CALEF 100 VIV
Ene	2.613 kWh	1.912 kWh	7.840 kWh	5.354 kWh	12.195 kWh	8.030 kWh	8.711 kWh	5.609 kWh	31.358 kWh	20.905 kWh
Feb	2.346 kWh	1.727 kWh	7.037 kWh	4.836 kWh	10.946 kWh	7.253 kWh	7.819 kWh	5.066 kWh	28.148 kWh	18.882 kWh
Mar	2.602 kWh	1.912 kWh	7.807 kWh	5.354 kWh	12.145 kWh	8.030 kWh	8.675 kWh	5.609 kWh	31.229 kWh	20.905 kWh
Abr	2.518 kWh	1.850 kWh	7.555 kWh	5.181 kWh	11.753 kWh	7.771 kWh	8.395 kWh	5.428 kWh	30.221 kWh	20.230 kWh
May	2.597 kWh	1.912 kWh	7.791 kWh	5.354 kWh	12.119 kWh	8.030 kWh	8.657 kWh	5.609 kWh	31.164 kWh	20.905 kWh
Jun	2.503 kWh	1.850 kWh	7.508 kWh	5.181 kWh	11.680 kWh	7.771 kWh	8.343 kWh	5.428 kWh	30.033 kWh	20.230 kWh
Jul	2.602 kWh	1.912 kWh	7.807 kWh	5.354 kWh	12.145 kWh	8.030 kWh	8.675 kWh	5.609 kWh	31.229 kWh	20.905 kWh
Ago	2.581 kWh	1.912 kWh	7.742 kWh	5.354 kWh	12.044 kWh	8.030 kWh	8.603 kWh	5.609 kWh	30.970 kWh	20.905 kWh
Sep	2.518 kWh	1.850 kWh	7.555 kWh	5.181 kWh	11.753 kWh	7.771 kWh	8.395 kWh	5.428 kWh	30.221 kWh	20.230 kWh
Oct	2.613 kWh	1.912 kWh	7.840 kWh	5.354 kWh	12.195 kWh	8.030 kWh	8.711 kWh	5.609 kWh	31.358 kWh	20.905 kWh
Nov	2.534 kWh	1.850 kWh	7.602 kWh	5.181 kWh	11.826 kWh	7.771 kWh	8.447 kWh	5.428 kWh	30.410 kWh	20.230 kWh
Dic	2.619 kWh	1.912 kWh	7.856 kWh	5.354 kWh	12.220 kWh	8.030 kWh	8.729 kWh	5.609 kWh	31.423 kWh	20.905 kWh
AÑO	30.647 kWh	22.512 kWh	91.941 kWh	63.035 kWh	143.020 kWh	94.552 kWh	102.157 kWh	66.036 kWh	367.765 kWh	246.135 kWh

Tabla 41. Demanda Total de ACS y Calefacción para las 100 viviendas

## 10. ELECCIÓN JUSTIFICADA DE EMPLAZAMIENTO Y UBICACIÓN DE EQUIPOS

El grupo de 100 viviendas se encuentra ubicado en un barrio residencial al sur de Quito, en la urbanización el Manantial, para el desarrollo de un proyecto de energías renovables. (Figura 30)

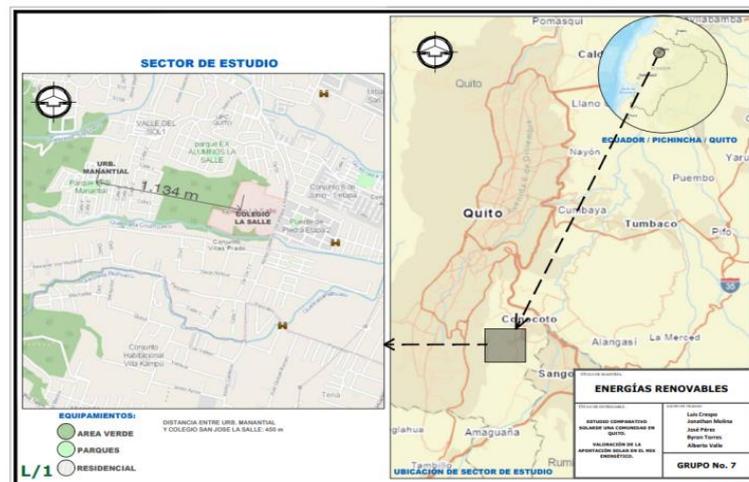


Figura 30. Mapa de Ubicación General

Nota: Elaboración propia

Se ha seleccionado una vivienda tipo de 2 ocupantes con un área de construcción de 50 m<sup>2</sup>. La instalación solar se ubicará en la cubierta destinando solamente 5 m<sup>2</sup> de superficie (Figura 31).



Figura 31. Mapa de Ubicación General

Nota: Elaboración propia

La integración arquitectónica debe contemplar la instalación de los Colectores Solares Térmicos de manera que considere las líneas principales de la vivienda. Con ello se simplifica la instalación y, por tanto, se minimiza los costos y complicaciones constructivas. Además de no comportar un impacto visual negativo. (Figura 32).

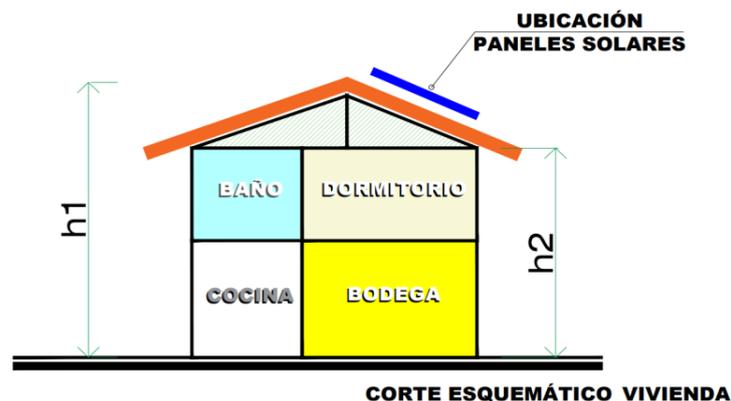


Figura 32. Corte Esquemático de una vivienda.

Nota: Elaboración propia

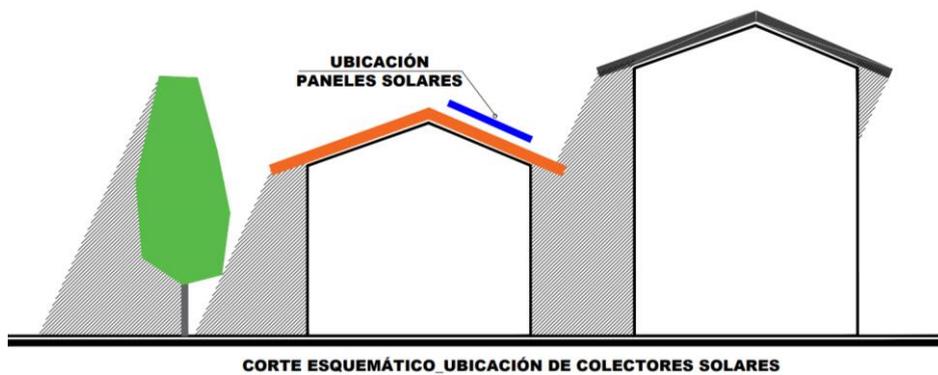
Se debe tener en cuenta que la desviación respecto del azimut  $0^\circ$  (orientación norte) representa una pérdida de eficiencia relativamente baja para ángulos de hasta  $50^\circ$ . La Tabla 9 de Pérdidas

de eficiencia por orientación de los CST, presenta una relación indicativa entre orientación y pérdidas de producción energética:

DESVIACIÓN RESPECTO AL NORTE	PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA
0°	0%
±30	0 – 5%
±50	5 – 10%
±75	10 – 20%
±90	20 – 30%

**Tabla 42. Pérdidas de eficiencias por orientación de los CST.**

Es muy importante prever la ubicación de los colectores solares en una parte de la cubierta de la vivienda, libre de obstáculos para que no se vea afectada por sombras de otras residencias del sector de estudio y diseñar el espacio de cubierta de manera que se evite que viviendas y/o vegetación alta afecten al área destinada al campo de captación solar. (Figura 33)



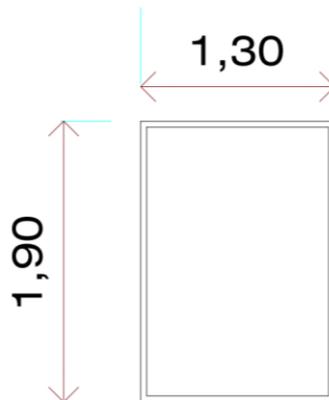
**Figura 33. Ubicación de colectores solares.**

*Nota: Elaboración propia*

## 10.1. Requerimientos espaciales

### Cubierta

Se deberá considerar que exista suficiente espacio para la colocación de los colectores solares, así como acceso para realizar el mantenimiento de ellos. A modo orientativo, se muestran cotas aproximadas de este tipo de equipos. (Figura 34)



**Figura 34. Medidas aproximadas del colector solar plano.**

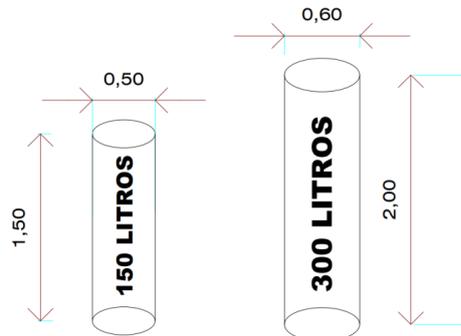
*Nota: Elaboración propia*

### Espacio interior

Se ha de prever un espacio en el interior de la vivienda para los siguientes elementos:

- Acumulador.
- Válvulas asociadas.
- Tuberías con sus respectivos aislantes.
- Vasos de expansión del circuito de consumo y del circuito primario
- Bomba de circulación.

Es necesario destinar un área en el interior de la vivienda para este uso específico, teniendo en cuenta espacios ocupados por los equipos, con un área aproximado de 2 metros cuadrados y con una altura asociada de 2 metros. (Figura 35)



**Figura 35. Cotas aproximadas de DA**

*Nota: Elaboración propia*

## 11. ESQUEMA DE PRINCIPIO DE LA INSTALACIÓN TIPO ESTUDIADA



**Figura 36. Esquema de sistema de circulación forzada.**

*Nota: Elaboración propia*

En el circuito cerrado el movimiento del agua se realiza mediante una bomba, con la finalidad de mover artificialmente el agua caliente, no hasta el punto de mayor altura del circuito cerrado, sino para bajar el agua desde el tejado hasta el interior de la vivienda, donde se encuentra el acumulador.

Al estar instalado el Depósito de Acumulación en el interior de la vivienda quedará protegido de las inclemencias del tiempo con lo que alargarás su vida útil hasta tres veces más y además tenemos la opción de instalar uno de tamaño mayor, que nos permita calentar masas de agua mayores.

El sistema cuenta con un control que ayuda a regular la temperatura en el circuito cerrado, además de un sistema auxiliar que dará soporte en caso de necesitar aumentar la temperatura del sistema cuando los paneles no logren calentar lo suficiente.

## **12. ELABORACIÓN DE UNA MEMORIA DESCRIPTIVA INCLUYENDO EL DESARROLLO DEL PROYECTO HASTA LO VISTO EN LA PRIMERA PARTE**

Para el cálculo de la demanda térmica de una vivienda de 50 m<sup>2</sup> ubicada en la ciudad de Quito, se estima una demanda anual para el sistema de ACS de 2,043 kWh y 1,501 kWh para el sistema de calefacción y adicionalmente se utilizará un sistema auxiliar a base de GLP.

Considerando los criterios establecidos para definir el cálculo del acumulador en base al perfil diario de la demanda y basados en lo que establece la “*Norma Técnica Ecuatoriana 2009 SISTEMAS DE CALENTAMIENTO DE AGUA CON ENERGÍA SOLAR PARA USO SANITARIO EN EL ECUADOR*”, se ha determinado con carácter orientativo un acumulador termo tanque de 375 litros, obtenido a partir de un ratio de 75, el cual permitirá definir el acumulador más idóneo a partir de los datos comerciales de fabricante y cobertura de la demanda.

El acumulador previsto conforme el requerimiento del sistema indirecto de circulación forzada a implementar para cubrir la demanda térmica, corresponde a un acumulador solar centralizado, óptimo para variadas aplicaciones de usos de Agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción.

El sistema forzado de circulación es un circuito cerrado que utiliza una bomba para obligar al agua caliente en los captadores a descender para su utilización, todo este flujo está controlado por una central automática que regula la temperatura del fluido, además tiene un sistema auxiliar de calentamiento que ayuda a mantener la temperatura cuando los captadores no logran la temperatura deseada.

El sistema cuenta con un acumulador que regula la temperatura en el circuito además del sistema auxiliar que ayuda a que la temperatura sea la óptima sin tomar en cuenta las condiciones meteorológicas en el exterior de la propiedad.

## 13. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN:

### 13.1. Planta Solar térmica: Potencia instalada, cálculos de producción.

Una vez se ha dimensionado la demanda de ACS y calefacción para la vivienda, considerando una temperatura final en el acumulador de 60°C, se determinó un requerimiento energético de 3,544 kWh cada año para satisfacer dichas cargas caloríficas.

Con los valores de radiación solar promedio para Quito tomado de la Tabla 2 (*El día*), se puede extrapolar este valor para conseguir el valor mensual en kWh al multiplicar el valor diario por el número de días de cada uno de los meses de año, y conseguir la radiación solar incidente mensual (*El mes*) en la superficie de los captadores considerando su inclinación. El captador seleccionado marca Viesmman F200 tiene una superficie del captador ( $S_c$ ) de 2.32 m<sup>2</sup>, y según las especificaciones del fabricante el factor de eficiencia óptica es 0,7506.

Con la información descrita en los párrafos anteriores se define la **Energía total absorbida por el captador (EA)**, multiplicando la radiación solar mes (*El mes*), por el factor correspondiente a la eficiencia óptica y por la respectiva área del captador ( $S_c$ ). Para el caso que nos compete es 3,151.00 kWh al año.

MES	El día (kWh/m <sup>2</sup> )	El mes (kWh/m <sup>2</sup> )	EA mes (kWh)
Ene	4.79	148.5	259
Feb	4.55	127.3	222
Mar	4.78	148.2	258
Abr	4.58	137.3	239
May	4.93	152.7	266
Jun	4.83	144.9	252
Jul	5.64	174.9	304
Ago	5.52	171.3	298
Sep	4.89	146.7	255
Oct	5.15	159.5	278
Nov	4.99	149.6	260
Dic	4.79	148.5	259
AÑO		1,809.3	3,151

Tabla 43. Energía absorbida por el captador

### 13.2. Instalación térmica: sala de intercambiadores, dimensionamiento del acumulador.

Conforme a la producción de energía esperada se ha seleccionado un acumulador de 200 lt, con ello se consigue mantener una relación  $Volumen/S_c$  de 86. Así cumplimos con la recomendación de mantener dicha relación dentro del siguiente intervalo: ( $50 < V/S_c < 180$ ).

ACUMULADOR	
<i>Orientativo-&gt;</i>	<i>200 dm3</i>
<b>VOLUMEN SELECCIONADO</b>	<b>200 dm3</b>
Relación V/Sc	86

Tabla 44. Dimensionamiento del acumulador

Las especificaciones técnicas del acumulador se describirán más adelante.

### 13.3. Cálculos del grado de cobertura de la demanda

El objetivo del siguiente proceso será establecer el factor de cobertura de la demanda que va a suministrar el sistema solar térmico, es decir, su aportación de calor total necesario para satisfacer y cubrir la demanda, y su rendimiento medio en un período de tiempo largo.

El factor de cobertura se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Fórmula 22. } f = 1,029 D_1 - 0,065 D_2 - 0,245 D_1^2 + 0,0018 D_2^2 + 0,0215 D_1^3$$

A continuación, se realizará la estimación de las variables adimensionales  $D_1$  y  $D_2$ , con las cuales se pueda realizar la evaluación de las cargas caloríficas para el calentamiento de agua destinada a calefacción y producción de agua caliente sanitaria.

Para el cálculo de  $D_1$  se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Fórmula 23. } D_1 = \frac{\text{Energía absorbida por el captador}}{\text{Carga calorífica mensual}}$$

Ya habíamos definido anteriormente la energía absorbida por el captador para cada mes y anual en 3,151 kWh. Así también contamos con los valores de cargas caloríficas mensuales con lo cual se obtiene los coeficientes  $D_1$  mensuales:

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	EA mes (kWh)	D1
Ene	174 kWh	127 kWh	259	0.86
Feb	156 kWh	115 kWh	222	0.82
Mar	173 kWh	127 kWh	258	0.86
Abr	168 kWh	123 kWh	239	0.82
May	173 kWh	127 kWh	266	0.88
Jun	167 kWh	123 kWh	252	0.87
Jul	173 kWh	127 kWh	304	1.01
Ago	172 kWh	127 kWh	298	1.00
Sep	168 kWh	123 kWh	255	0.88
Oct	174 kWh	127 kWh	278	0.92
Nov	169 kWh	123 kWh	260	0.89
Dic	175 kWh	127 kWh	259	0.86
AÑO	2,043 kWh	1,501 kWh	3,151	1.54

Tabla 45. Cálculo parámetro D<sub>1</sub>

Para el cálculo de D<sub>2</sub> primero de debe obtener el valor de las pérdidas de energía por el captador, mediante la siguiente expresión:

$$\text{Fórmula 24. } E_p = S_c * F'_r U_L * (100 - t_a) * \Delta t * K_1 * K_2$$

Los valores de K y K<sub>2</sub> vienen dados por las siguientes expresiones:

$$\text{Fórmula 25. } K_1 = [\text{kg acumulación} / (75 S_c)]^{-0.25}$$

En nuestro cálculo el volumen seleccionado del acumulador es de 200 dm<sup>3</sup> (200 lt), los cuales considerando una densidad de 1 kg/lt pesan 200 kg.

$$\text{Fórmula 26. } K_2 = (11,6 + 1.18 t_{ac} + 3,86 t_r - 2,32 t_a) / (100 - t_a)$$

Siendo:

$S_c$  = superficie del captador (m<sup>2</sup>)

$F'_r U_L$  = coeficiente global de las pérdidas del captador

$t_a$  = temperatura promedio mensual del ambiente durante el día

$t_r$  = temperatura del agua de la red (agua fría)

$t_{ac}$  = temperatura mínima requerida del ACS (60°C para nuestro sistema)

$\Delta t$  = el número de horas al mes

Con ello ya podremos obtener  $E_p$  (energía perdida por el captador) y en consecuencia el parámetro  $D_2$ :

$$\text{Fórmula 27.} \quad D_2 = \frac{\text{Energía perdida por el captador}}{\text{Carga calorífica mensual}}$$

Los resultados se exponen en la siguiente tabla:

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	TAMB	$\Delta t$	K1	K2	EPmes (kWh)	D2
Ene	174 kWh	127 kWh	13.6 °C	744 h	0.966	0.929	562.1	1.86
Feb	156 kWh	115 kWh	13.9 °C	672 h	0.966	0.938	510.6	1.88
Mar	173 kWh	127 kWh	13.8 °C	744 h	0.966	0.935	564.3	1.87
Abr	168 kWh	123 kWh	13.8 °C	720 h	0.966	0.935	546.1	1.87
May	173 kWh	127 kWh	11.9 °C	744 h	0.966	0.969	597.8	1.99
Jun	167 kWh	123 kWh	14.1 °C	720 h	0.966	0.944	549.2	1.89
Jul	173 kWh	127 kWh	13.8 °C	744 h	0.966	0.935	564.3	1.87
Ago	172 kWh	127 kWh	14.2 °C	744 h	0.966	0.946	568.6	1.90
Sep	168 kWh	123 kWh	13.8 °C	720 h	0.966	0.935	546.1	1.87
Oct	174 kWh	127 kWh	13.6 °C	744 h	0.966	0.929	562.1	1.86
Nov	169 kWh	123 kWh	13.5 °C	720 h	0.966	0.926	542.9	1.86
Dic	175 kWh	127 kWh	13.5 °C	744 h	0.966	0.926	561.0	1.86
AÑO	2,043 kWh	1,501 kWh	13.6 °C	8,760 h			6,675	1.88

Tabla 46. Cálculo parámetro  $D_2$

Una vez que contemos con estos parámetros ya se puede definir el factor de cobertura ( $f$ ), antes descrito, así, encontrar la energía solar útil mensual (EU mes) y totalizar la Energía Solar útil anual que para el presente proyecto alcanza los 2,196 kWh.

Luego, se definirá el rendimiento mensual de la instalación dividiendo la energía solar útil mensual para la radiación solar mensual multiplicada por el área del captador, El rendimiento medio para nuestra instalación es de 52,3%. Se calcula mediante la expresión:

$$\text{Fórmula 28.} \quad \eta_{\text{mensual instalación}} = \frac{EU \text{ mes}}{EI \text{ mes} * Sc}$$

También se puede estimar la producción solar diaria por captador dividiendo la energía solar útil mensual para área del captador, en nuestro caso fue estimado en 946.5 kWh/m<sup>2</sup>.

Se ha definido que 1 solo captador será suficiente para aportar el 61.96% de la demanda térmica total, es decir 2196 kWh. El resto de la demanda será cubierta por un sistema de aporte auxiliar a base de GLP, el cual se encargará de los 1,348 kWh faltantes para completar la demanda total.

MES	f (teórica)	f (real)	EUmes	$\eta$ mensual instalación	Producción Solar Unitaria (kWh/m <sup>2</sup> )	Producción Solar Unitaria por Captador (kWh/m <sup>2</sup> )	APORTE AUXILIAR
Ene	60.1%	60%	181 kWh	52.6%	78.1	78.1	120 kWh
Feb	57.3%	57%	156 kWh	52.6%	67.0	67.0	116 kWh
Mar	60.0%	60%	181 kWh	52.5%	77.9	77.9	120 kWh
Abr	57.6%	58%	168 kWh	52.7%	72.3	72.3	124 kWh
May	61.1%	61%	184 kWh	51.9%	79.2	79.2	117 kWh
Jun	60.7%	61%	176 kWh	52.4%	75.9	75.9	114 kWh
Jul	69.7%	70%	210 kWh	51.7%	90.4	90.4	91 kWh
Ago	68.6%	69%	205 kWh	51.7%	88.6	88.6	94 kWh
Sep	61.3%	61%	179 kWh	52.5%	77.0	77.0	113 kWh
Oct	64.2%	64%	194 kWh	52.3%	83.4	83.4	108 kWh
Nov	62.3%	62%	182 kWh	52.5%	78.5	78.5	110 kWh
Dic	60.0%	60%	181 kWh	52.6%	78.2	78.2	121 kWh
<b>AÑO</b>			<b>2,196 kWh</b>	<b>52.3%</b>	<b>946</b>	<b>946.48</b>	<b>1,348 kWh</b>

**Tabla 47. Cálculos producción, rendimiento y aporte auxiliar**

En la tabla a continuación se resumen los resultados de los cálculos realizados:

COMPUTO ANUAL	
DEMANDA	3,544 kWh
ENERGÍA SOLAR ÚTIL	2,196 kWh
Producción Solar Unitaria por Captador	946.5 kWh/m <sup>2</sup>
$\eta$ anual instalación	52.3%

**Tabla 48. Cómputo anual**

El gráfico a continuación muestra la cobertura mensual del captador solar y la cobertura mensual del aporte auxiliar:

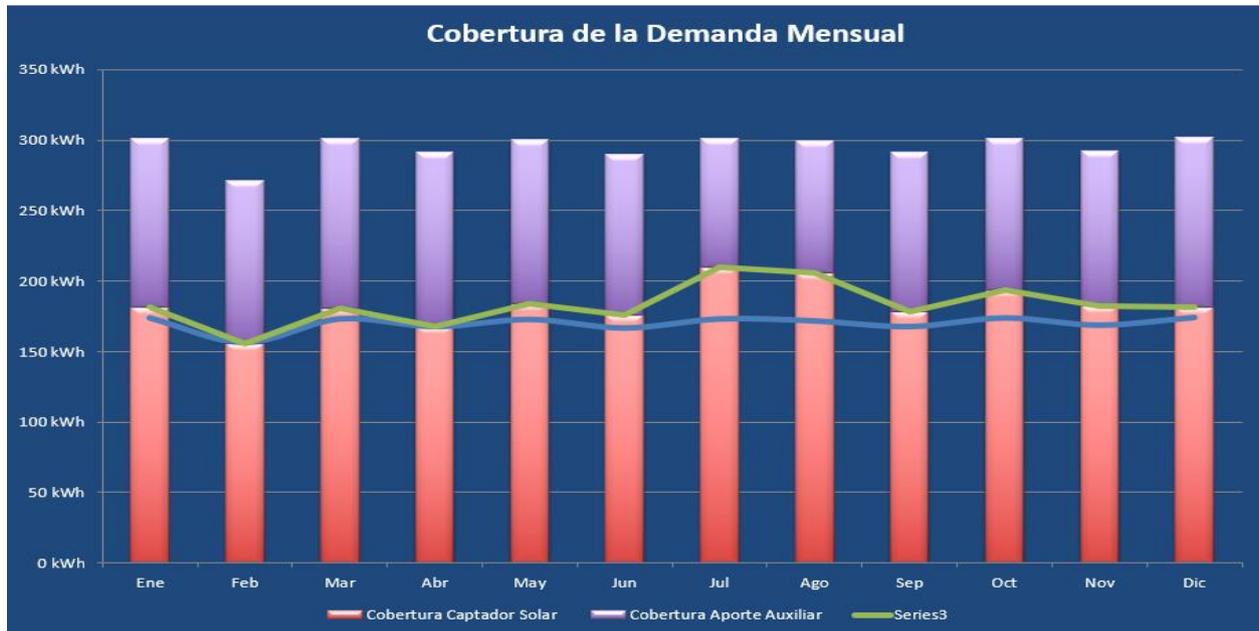


Figura 37. Cobertura de la demanda térmica

*Nota: Elaboración propia*

## 14. ELABORACIÓN DE UNA MEMORIA DESCRIPTIVA QUE INCLUYA LA DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA, LOS CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS, LOS EQUIPOS INSTALADOS CON DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE LOS MISMOS

Un sistema de circulación forzada está compuesto por colectores solares destinados a la captación del calor solar y su energía, la cual es transmitida hacia un líquido interno con la finalidad de calentar el agua sanitaria, para el uso doméstico del hogar, a través del contacto con las tuberías.

Las partes principales de este sistema son: los captadores solares, bomba de calefacción, acumulador y sistema de control, siendo un sistema completo para el uso doméstico o industrial, la orientación de cada uno dependerá del consumo y la necesidad existente de temperatura y caudal, para eso es importante realizar un estudio previo para así poder calcular la cantidad de captadores solares y en tamaño de acumulador a utilizar.

- Captadores solares: son los encargados de transformar la radiación solar en energía térmica. En vista de que en este tipo de montajes la circulación del fluido a través del captador es forzada, se considera que las pérdidas de carga no constituyen una limitación

importante en cuanto a su valor, debido a que se pueden compensar a la hora de seleccionar la bomba de agua. Lo que sí es indispensable es conocer las pérdidas de carga al seleccionar la bomba de circulación adecuada.

- Acumulador: es el depósito en el cual se almacena el agua calentada. Este tipo de montaje permite utilizar variedad de combinaciones en cuanto al acumulador, dado que el circulador hará pasar el agua por el intercambiador de calor que se instale.
- Termostato diferencial o sistema de control: los termostatos diferenciales tienen como función controlar la operación de la bomba, de manera que únicamente impulse el agua en determinados momentos en los que pudiere haber ganancia energética. Evitando de este modo el derroche de energía en horas nocturnas o en aquellas horas en que la radiación solar recibida sea insuficiente. El termostato compara permanentemente las temperaturas del captador y del acumulador, conectando o desconectando la bomba dependiendo de la temperatura que sea superior.
- Grupo de circulación o bomba de calefacción: el grupo de circulación tiene como finalidad la circulación del fluido por el circuito, usualmente es una bomba, la cual se sitúa en la mayoría de los casos en la parte inferior del acumulador para forzar al agua fría ingresar al sistema, en dirección hacia la parte inferior de los captadores.

El equipo a utilizar en este caso este compuesto por un depósito de almacenamiento con capacidad para 200 litros de agua y un colector de 2 m<sup>2</sup>. Este tipo de depósitos se los puede encontrar en abierto y en cerrado, aunque lo más usual dada su eficiencia, es utilizar equipos de sistemas cerrados, los cuales pueden llegar a suministrar hasta un 90% del agua caliente necesaria anual para cuatro personas de una familia promedio. El suministro depende de la aplicación que se le dé y de la radiación que recepte el equipo para así poder trabajar en condiciones óptimas.

La ventaja principal del sistema de circulatorio forzado es que ya no dependerás de la fuerza estructural de la vivienda para poder colocar la pesada instalación del acumulador, sino que podrás colocar el acumulador dentro y en el tejado solo irán las placas solares ACS que calientan el circuito cerrado de agua.

También se puede proteger de las inclemencias del tiempo al acumulador, con lo que se alargara su vida útil hasta tres veces más. Al instalar el acumulador en el interior de la vivienda, tenemos la opción de instalar uno de tamaño mayor, que nos permita calentar mayor cantidad de agua.

En estos sistemas solares térmicos, la circulación del agua entre los captadores solares y el acumulador no se realiza por convección natural por el motivo de que el agua más caliente se encuentra en su punto más alto. Para ello, se necesitará una bomba de agua convencional y, su fuente de energía eléctrica externa.

Es importante tener en cuenta que es un sistema más complejo. Por ese motivo, el sistema forzado tiene más posibilidades de averiarse y dejar de funcionar. Precisamente, el sistema forzado no tiene tanta eficiencia energética. Porque necesitamos la electricidad para mantener

la bomba en funcionamiento constante y no quedarnos sin agua caliente. Al recorrer más distancia, el agua del circuito cerrado que transporta el calor de las placas solares ACS hasta el acumulador acaba perdiendo cierta potencia calorífica. (solar-energia, 2022)

#### 14.1. Colector

El colector solar seleccionado como medio encargado de transformar la radiación solar en energía térmica a través del incremento de temperatura del fluido que circula a través de él, corresponde a un colector de placa plana de la marca VIESMANN, modelo VITOSOL 200-FM SV2F, especial para instalación en cubiertas inclinadas y planas, para aplicaciones de agua caliente sanitaria - ACS, o para complementar sistemas de calefacción de baja temperatura o piscinas a través de un intercambiador de calor.

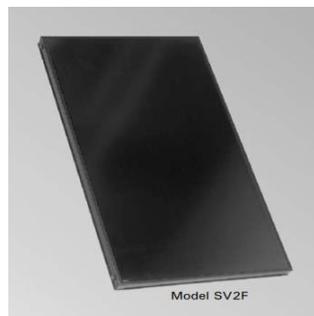


Figura 38. Colector Solar VITOSOL 200 FM – SV2F.

*Nota: obtenido de <https://www.viessmann.es/>*

Las características del colector solar se detallan a continuación:

Modelo	VITOSOL – SV2F
Superficie total del captador ( $m^2$ )	2,51
Superficie de absorción ( $m^2$ )	2,31
Área de apertura ( $m^2$ )	2,33
Dimensiones (mm)	
Anchura, Altura, Profundidad	1056X2380x90
Peso (kg)	39

Tabla 49. Especificaciones Colector Solar VITOSOL – SV2F

## 14.2. Acumulador

Destinado a almacenar la energía térmica generada por los captadores. Tienen la función de volante de inercia, para independizar el suministro de calor solar correspondiente al consumo, dado que el perfil temporal a la entrada de energía en ocasiones no se corresponde con el consumo de energía.

En atención a los cálculos efectuados, se prevee la instalación de un depósito acumulador de acero inoxidable de 200 litros de la marca BAXI, el cual incorpora una superficie de  $1,6 m^2$  de intercambio (*heating surface*) a manera de **intercambiador de calor**.

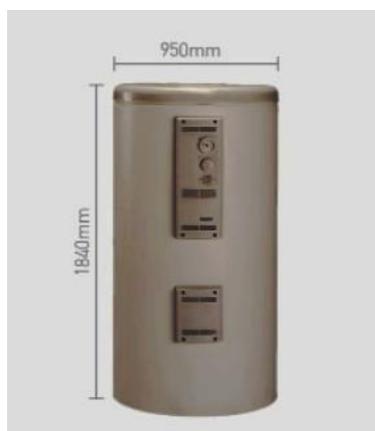


Figura 39. Acumulador BAXI 200 litros.

*Nota: obtenido de <https://www.baxi.es>*

Las características del acumulador se detallan a continuación:

Modelo	BAXI 200 litros
Volumen (l)	193
Presión máxima primario (bar)	3
Temperatura máxima primario (°C)	110
Presión máxima secundario (bar)	8
Temperatura máxima secundario (°C)	90

Tabla 50. Especificaciones Acumulador BAXI 200 litros

Cabe mencionar que el acumulador BAXI 200 l, dispone de un purgador de aire, termómetro, termostato, envolvente exterior de acero, cubierta PVC, tubo sonda PVC, regleta de conexiones y cuadro de control.

### 14.3. Bomba de circulación

Dispositivo electromecánico que se encarga de hacer circular el fluido a través de un circuito hidráulico instalado. Es uno de los principales componentes del circuito hidráulico de una instalación solar con circulación forzada. Los parámetros primordiales en el proceso de selección de la bomba lo constituyen el caudal y la diferencia de presiones que se requiere superar.

Todos los colectores Vitosol tienen un caudal mínimo requerido (caudal bajo) y caudal máximo (caudal alto). Los colectores deben operar dentro de este rango por lo tanto el sistema debe operar con un caudal basado en los parámetros específicos del sistema para no afectar la eficiencia de los colectores.

	Low Flow		High Flow					
USG/min/ft <sup>2</sup>	0.0102	0.0123	0.0143	0.0164	0.0184	0.0205	0.0225	0.0245
(L/h/m <sup>2</sup> )	(25)	(30)	(35)	(40)	(45)	(50)	(55)	(60)
USG/min	0.26	0.31	0.36	0.41	0.46	0.51	0.56	0.62
(L/min)	(1.0)	(1.2)	(1.4)	(1.6)	(1.7)	(1.9)	(2.1)	(2.3)

**Tabla 51. Datos de flujo específico del sistema en base al colector.**

Number of Collectors	USG/min (L/min)							
	1 Collector	0.26 (1.0)	0.31 (1.2)	0.36 (1.4)	0.41 (1.6)	0.46 (1.7)	0.51 (1.9)	0.56 (2.1)

**Tabla 52. Flujo en función del número de colectores.**

El caudal seleccionado conforme la figura 3, para efectos de dimensionar la bomba de circulación cuando el fluido caloportador es agua:

$$\frac{35 \frac{l}{h}}{\frac{m^2}{1}} \times 2,31 m^2 = 80,85 \frac{l}{h}$$

Se ha previsto instalar en el circuito primario una bomba de circulación capaz de producir la presión necesaria para la circulación del fluido caloportador y del agua, evitando de este modo que el fluido caliente se estanque y se produzcan averías. La bomba de circulación seleccionada corresponde a la marca TACONOVA modelo TACOFLOW2 SOLAR, diseñada especialmente para sistemas solares térmicos en instalaciones residenciales y comerciales.



**Figura 40. Bomba de circulación TACOFLOW2 SOLAR.**

*Nota: Obtenido de <https://www.taconova.com>*

Esta bomba incorpora motor síncrono con tecnología de imán permanente libre de mantenimiento. Puede ser instalada en posición horizontal o vertical. Entre sus principales ventajas destacan el ajuste de eficiencia de potencia, con curvas  $\Delta p-v$  curvas de presión proporcional variable o velocidad min-max establecida, rango de temperatura de funcionamiento 2°C a 110°C, indicaciones de estado de funcionamiento mediante led frontal.

Otras características técnicas a continuación:

<b>Modelo</b>	<b>TACOFLOW2 SOLAR</b>
Temperatura ambiente (°C)	0 a 40
Temperatura de funcionamiento (°C)	2 a 110
Presión de operación (bar)	10
Presión mínima en la aspiración (bar)	1 bar a 95°C
Humedad relative del aire exterior	Menor o igual al 95%
Nivel de presión Sonora (db)	43
Tensión de alimentación del motor (V)	1 x 230
Potencia nominal absorbida (W)	De 3 a 42 W
Corriente de funcionamiento (A)	0,03 a 0,33

**Tabla 53. Especificaciones Bomba de circulación**

#### 14.4. Tuberías

Para escoger la tubería adecuada, se ha considerado anular las pérdidas térmicas y que la longitud de las tuberías sea lo más corta posible, evitando la aplicación de codos, pérdidas generales de carga, obstrucciones o deposiciones que influyan en el rendimiento del sistema.



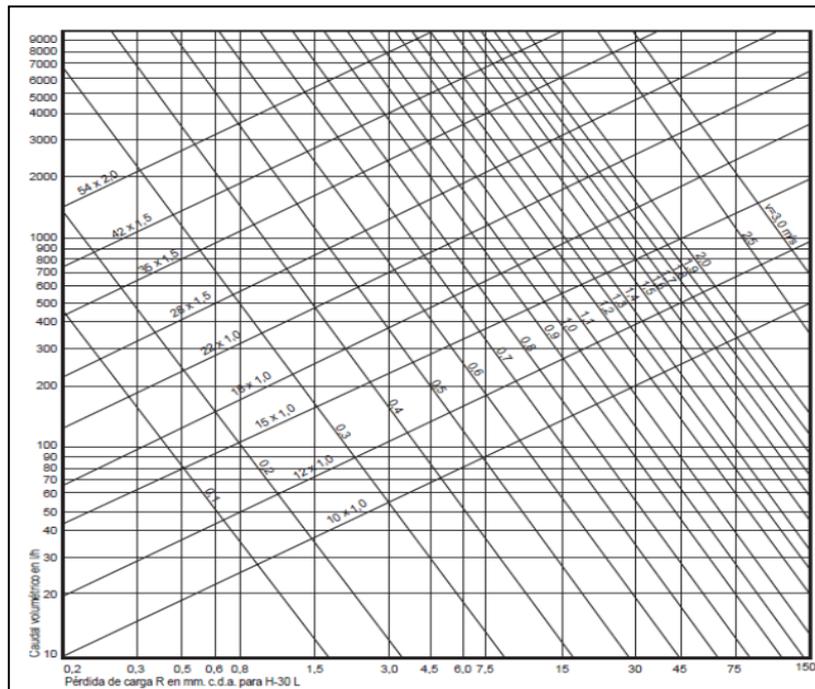
Figura 41. Tubería de cobre rígido.

*Nota: obtenido de <https://www.baxi.es>*

Entre las características más importantes se detallan las siguientes:

- Resistente a altas presiones y altas temperaturas.
- El tubo de cobre es el mejor conductor de calor, por lo que lo hace ideal para el circuito primario.
- Ayuda a mejorar la eficiencia energética del sistema.
- Composición química: CuDHP (Cu+Ag) > 99.90%
- Impermeable a los agentes externos
- Resistente a los rayos UVA
- Resistente a las altas temperaturas, temperatura de fusión 1083 °C
- Propiedades antimicrobianas, certificado por el EPA Cu+ por contacto superficial
- Máxima durabilidad
- Alta conductividad térmica:  $\lambda = 364 \text{ W/m}^\circ\text{C}$  (20°C)
- Coeficiente de expansión mínimo: 0,0168 mm/m °C
- Pérdida mínima de carga
- Soldadura excelente
- Tratamiento anticorrosión interior

La tubería instalada corresponde a tubo de cobre marca LAFARGA clase *Sanitub* de 10 mm de diámetro interior y 12 mm de diámetro exterior, considerando el caudal del sistema entorno a los 80 litros por hora conforme la figura siguiente:



**Figura 42. Diagrama de fricción para tubos de cobre**

*Nota: obtenido de <https://www.baxi.es>*

La tubería es de características rígida y recocida para aplicaciones de energía solar térmica con presión de trabajo de hasta 79 bar conforme la figura siguiente:

DIMENSIÓN (MM)	PRESIÓN DE TRABAJO (BAR)*	PRESIÓN DE ROTURA (KG/CM <sup>2</sup> )	LONGITUD ROLLOS (M)	METROS/PALET
8 x 1	122	611	25/50	1200
10 x 1	96	478	25/50	1200
12 x 1	79	393	25/50	900
14 x 1	67	333	25/50	800
15 x 1	62	310	25/50	800
16 x 1	58	290	25/50	700
18 x 1	51	256	25/50	600
22 x 1	41	208	25/50	350/300
15 x 1,5	96	478	25/50	800
18 x 1,5	79	393	25/50	600
22 x 1,5	64	317	25/50	350/400

**Tabla 54. Tubería de Cobre rígido – gama Sanitub**

Se ha determinado como una alternativa adicional el uso de tubería multicapa 20x2 en rollo de 100m ideal para transporte agua caliente sanitaria en equipos de solar térmica, que incorpora una técnica moderna de construcción enfocada en permitir la unión perfecta de un tubo de aluminio con dos tubos de polietileno mitigando los problemas que se presentan exclusivamente en los tubos metálicos (toxicidad, peso, corrosión, incrustaciones, rigidez, etc.).



**Figura 43. Tubería multicapa 20x2**

*Nota: obtenido de <https://www.baxi.es>*

El tubo multicapa posee una estructura compuesta de tres capas poliméricas. Una capa exterior de polietileno (PE), una capa que hace de barrera al oxígeno a base de aluminio (AL) y una capa interior conformada a base de polietileno reticulado (PEX), que brinda alta capacidad de resistencia a altas presiones de hasta 10 Kg/cm<sup>2</sup> a 95°C.

#### 14.5. Aislamiento

Con la finalidad de mejorar el rendimiento de la instalación, es fundamental considerar el aislamiento de los elementos que puedan presentar pérdidas caloríficas, por mencionar las tuberías, el acumulador, accesorios y la parte posterior y lateral del colector. En efecto se ha considerado el aislamiento para tubería exterior, 20/22 mm (2 metros), color blanco, elastomérico de células cerradas con protección solar, válido tanto para tuberías de cobre como para multicapa. Generalmente usado en instalaciones de fontanería, calefacción y agua caliente sanitaria en proyectos de energía solar térmica.

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	>100...180
D ≤ 35	25	25	30
35 < D ≤ 60	30	30	40
60 < D ≤ 90	30	30	40
90 < D ≤ 140	30	40	50
140 < D	35	40	50

**Tabla 55. Espesores mínimos para el aislamiento (mm) de tuberías que transportan líquidos calientes.**

Las características principales que determinan el aislamiento son:

- Colocación simple
- Bajo coeficiente de conductividad
- Ignífugo
- Resistencia mecánica
- Rango de temperatura adecuada.
- Anticorrosivo
- Reducido peso específico.



**Figura 44. Aislante para tubería 20/22 mm.**

*Nota: obtenido de <https://www.baxi.es>*

#### **14.6. Vaso de expansión**

El equipo que se utiliza para absorber el aumento del volumen resultado de la expansión del fluido caloportador que circula por el circuito debido al calentamiento del mismo, se conoce como vaso de expansión de la marca MCL SYSTEM, modelo DP/VS, de 12 litros y 8 bar, considerando que el volumen útil del vaso debe ser más grande respecto del volumen de expansión de la instalación.



**Figura 45. Vaso de Expansión.**

*Nota: obtenido de <https://www.mecalia.com/mcl-system/>*

Modelo/ Model	Capacidad/ Capacity (Litros/ Litres)	Dimensiones/ Dimensions (mm)		Conexión/ Connection	Presión de trabajo/ Working pressure (bar)	Presión de precarga/ Preload pressure (bar)
		Ø	Altura/ Height			
<b>INSTALACIÓN MURAL/ WALL MOUNTING</b>						
DP/VS	5	160	305	3/4"	8	2,5
DP/VS	12	280	295	3/4"	8	2,5
DP/VS	18	280	425	3/4"	8	2,5
DP/VS	24	280	490	3/4"	8	2,5
<b>INSTALACIÓN EN SUELO/ INSTALLATION ON THE FLOOR</b>						
DP/VSV	35	365	450	3/4"	8	2,5
DP/VSV	50	365	565	3/4"	8	2,5
DP/VSV	80	410	690	1"	8	2,5
DP/VSV	100	495	665	1"	8	2,5
DP/VSV	200	600	1.085	1"	8	2,5
DP/VSV	300	650	1.215	1"	8	2,5

**Tabla 56. Capacidad y Dimensiones - Vaso de Expansión.**

El vaso de expansión se encarga de compensar el aumento de volumen de agua, evitando de este modo, que la presión nominal de los distintos componentes del sistema, no sea sobrepasada por la presión del circuito. Se conoce que el agua aumenta tiende a aumentar su volumen aproximadamente un 4,5% pasando de 0°C a 100 °C por lo cual se debe dimensionar un espacio interno al circuito para contener el agua a través de este vaso.

Modelo	DP/VS
Presión de trabajo (bar)	8
Temperatura máxima de trabajo(°C)	-10 a 140
Membrana	recambiable
Composición	Brida de acero galvanizado con protección de polipropileno
Mezcla	Mezcla de agua/glicol al 50%
Color	Blanco RAL 9010

**Tabla 57. Especificaciones Técnicas del vaso de expansión.**

#### 14.7. Sistema de control

Se ha previsto regular el funcionamiento de los equipos a través de un sistema de control TERMICOL -400S, que incorpora un termostato diferencial, el cual compara la temperatura en la parte baja del acumulador con la del captador, dando el comando de marcha a la bomba siempre que la temperatura entre ambos puntos sea superior a una cierta cantidad (normalmente 7 a 8 °C). De igual manera, cuando la diferencia entre ambos valores es inferior a otro valor previamente establecido (normalmente 2 a 3°C), la bomba sale de servicio.

Para efectuar la lectura de las temperaturas se dispone de sondas PT100, conectadas en la salida de la pila de captadores y en la parte inferior del acumulador.



**Figura 46. Sistema de control –TERMICOL 400S.**

*Nota: <https://termicol.es/>*

Características adicionales del sistema de control TERMICO, se describen a continuación:

<b>Modelo</b>	<b>400S</b>
Sensores	2 entradas para sensores PT100 de temperatura
Relé	1 salida relé 230 Vac (on/off)

**Tabla 58. Especificaciones Técnicas del Sistema de control.**

#### 14.8. Termómetro

En la instalación el termómetro se utilizará para medir la temperatura del fluido. Los termómetros más usuales son los de inmersión y los de contacto. Se ha previsto utilizar termómetros acordes a la temperatura del lado primario y secundario, es decir con carátula de 100°C, con 10 divisiones de 10 grados.



**Figura 47. Termómetro – Marca WIKAI.**

*Nota: obtenido de <https://www.wika.com>*

### 14.9. Manómetro

Se utilizan para conocer visualmente el valor de la presión dentro de un acumulador o de una tubería. Se diferencian principalmente en la escala en su carátula: el manómetro mide la presión en kg/cm<sup>2</sup> o bares. En la instalación se han seleccionado manómetros de 10 kg/cm<sup>2</sup>.



**Figura 48. Manómetro – Marca WIKA.**

*Nota: obtenido de <https://www.wika.com>*

### 14.10. Válvulas en general

El sistema está constituido por válvulas distribuidas según la función que desempeñan y las sus condiciones extremas de funcionamiento (temperatura y presión), siguiendo los criterios que se indican en la tabla siguiente:

<b>Función</b>	<b>Tipo</b>
Seguridad	Válvula de resorte
Equilibrado de circuitos	Válvula de asiento
Vaciado	Válvula de esfera o macho
Llenado	Válvula de esfera
Aislamiento	Válvula de esfera
Purga de aire	Válvula de esfera o macho
Retención	Válvula de clapeta o disco de doble compuerta

**Tabla 59. Tipos de válvulas.**

Las válvulas y accesorios deben tener una presión nominal mínima acorde a la presión máxima en el primario y secundario, esto es 3 y 8 kg/cm<sup>2</sup>.

#### 14.11. Válvulas de seguridad

Estas válvulas actúan como elementos limitadores de la presión de los circuitos y son indispensables para la protección de los diversos componentes de la instalación (tuberías, acumuladores, colectores, etc.). Se requiere su instalación en los circuitos sometidos a variaciones de temperatura y presión. Su funcionamiento es muy simple, constando básicamente de un muelle que actúa por la sobrepresión del circuito. El tamaño de la válvula viene determinado por la especificación de su diámetro de conexión al circuito.

#### 14.12. Válvula anti retorno

Una válvula anti retorno únicamente permite el paso del fluido en un solo sentido, impidiendo la circulación en sentido contrario. Existen diversos tipos: de muelle, de clapeta vertical u horizontal, de bola, etc., En las válvulas anti retorno tipo clapeta vertical, la circulación del fluido empuja una compuerta que, por su posición, se cierra inmediatamente cuando para la circulación, e impide el paso del líquido en sentido opuesto.

#### 14.13. Válvula de paso

Tienen la función de interrumpir parcial o totalmente el paso del fluido a través de las tuberías. Las válvulas de cierre total se usan para aislar del servicio una parte de la instalación, mientras que las de cierre parcial se utilizan para producir una pérdida de carga adicional en el circuito, con la finalidad de equilibrar la instalación o regular el caudal.

#### 14.14. Válvula de esfera

Son válvulas conformadas por un elemento obturador a manera de una bola de acero inoxidable que contiene un orificio del mismo diámetro que la tubería donde se coloca. El asiento del cuerpo es de material plástico, usualmente de teflón. La apertura o cierre de la válvula de esfera se realiza por medio de una palanca manualmente accionada.



Figura 49. Válvula de esfera.

*Nota: obtenido de <https://www.wika.com>*

## 15. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN

En la tabla a continuación, se muestra los valores detallados de los equipos a utilizar para la implementación del Sistema Solar Térmico (SST) en una vivienda tipo de 2 ocupantes y 50 m<sup>2</sup>, satisfaciendo la máxima demanda de agua caliente sanitaria posible y sirviendo de apoyo a la calefacción.

Sistema	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [€]	Total [€]
CAPTACIÓN	<b>Captador solar.</b> Captador solar plano VITOSOL 200 FM SV2F, con dimensiones (mm) 1056x2380x90 y una superficie de absorción (m <sup>2</sup> ) 2,31	U	1	656.00	656.00
	<b>Estructura para Captadores solares.</b> Suministro y montaje. Conjunto de sujeción y montaje vertical de captadores.	U	1	60.00	60.00
ACUMULACIÓN	<b>Deposito acumulador de ACS.</b> BAXI 200 litros de capacidad, dispone de un purgador de aire, termómetro, termostato, envolvente exterior de acero, cubierta de PVC y cuadro de control. Totalmente montado, conexionado y puesto en marcha.	U	1	342.00	342.00
CONTROL	<b>Automatismo de control.</b> TERMICOL 400S que incorpora un termostato diferencial.	U	1	45.97	45.97

	Centraliza el control con dispositivos visuales de funcionamiento, con display de visualización a través de sondas de temperatura.				
<b>CIRCULACIÓN</b>	<b>Bomba de circulación para circuito solar.</b> TACONOVA Modelo TACOFLOW2 SOLAR Con un rango de temperatura de funcionamiento 2°C – 110°C y una presión de operación de (BAR) 10.	U	1	218.54	218.54
	<b>Vaso de expansión de membrana</b> MCL SYSTEM modelo DP/VS de 12 litros y 8 bar, válvulas de seguridad, sin compresor, hidrómetro y accesorios de montaje e instalación. Totalmente montado.	U	1	68.00	68.00
	<b>Tubería de cobre.</b> LAFARGA clase SANILUB de 10mm de ID y 12mm OD, incluido accesorios instalada.	M	2	14.13	28.26
	<b>Termómetro bimetalico</b>	U	1	10.00	10.00
	<b>Manómetro</b>	U	1	12.00	12.00
	<b>Válvula de seguridad</b> a 6 bar	U	1	13.81	13.81
	<b>Válvulas de esfera</b>	U	1	9.51	9.51
	<b>Válvulas de vaciado</b>	U	1	12.73	12.73
	<b>Válvulas Antirretorno</b>	U	1	14.80	14.80
	<b>Válvulas de paso</b>	U	1	6,30	6,30

<b>MATERIAL AISLANTE</b>	Suministro Montaje Aislamiento espuma elastomérica, tuberías agua caliente.	M	2	5.04	10.08
<b>Total</b>					<b>1,508.00</b>

**Tabla 60. Presupuesto detallado de equipos SST incluido instalación y puesta en marcha.**

Una vez obtenida los valores detallados de los equipos para la implementación del SST, podemos realizar un cálculo para determinar el costo referencial de instalación solar térmica, detallado a continuación:

Tipo	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [\$]	Total [\$]
Coste de Instalación Sistema Solar Térmico (SST).	Colector de placa plana pequeña escala (sobre tejado de viviendas), totalmente instalada.	M2	2.32	650.00	1,508.00
<b>Total</b>					<b>1,508.00</b>

**Tabla 61. Coste referencial de instalación SST.**

## 16. CÁLCULO DEL TIEMPO DE RETORNO SIMPLE DE LA INVERSIÓN

El siguiente factor apoya a observar claramente en cuanto tiempo el monto de la inversión será recuperado y se empezará a generar ahorro. Para efectuar el cálculo del PRS se debe seguir la ecuación siguiente.

$$\text{Fórmula 29. } \text{PRS} = \frac{It}{(Ce + Cren + Cgei) - Cmt0}$$

Donde:

- PRS: Periodo de recuperación simple de la inversión.
- Cgei: Ingresos anuales por reducción de gases de invernadero [USD].
- Cmt0: Costo anual del mantenimiento [USD].
- Ce: Ahorro monetario anual [USD].
- It: Inversión total del proyecto [USD].
- Cren: Ingresos anuales por uso de energías renovables [USD].

Para el cálculo de la Inversión total del proyecto ( $I_t$ ), se considera los costes detallados en la Tabla 28.

Tipo Colector	Coste de Inst. Solar Térmica USD/m <sup>2</sup>	Superficie Colectora Sc (m <sup>2</sup> )	Inversión Total USD
Colector de placa plana pequeña escala	650	2,32	1508

Tabla 62. Inversión Total de acuerdo a la superficie colectora

El ahorro anual ( $C_e$ ), lo obtenemos del producto de la Energía Útil anual de nuestro sistema dado en MWh, por el precio del GLP en USD/MWh tanto subvencionado como no subvencionado.

Ahorro Anual con tarifa subvencionada del GLP:

$$C_e = 2.196 \text{ MWh} \times 8.79 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$$

$$C_e = 19.30 \text{ USD}$$

Ahorro Anual sin tarifa subvencionada del GLP:

$$C_e = 2.196 \text{ MWh} \times 103.4 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$$

$$C_e = 227 \text{ USD}$$

Para el gasto anual por mantenimiento se considera 1 visita al año con un coste de 500 USD/día pudiendo revisar en 1 día un máximo de 10 instalaciones, por lo que para este estudio se ha considerado un gasto estimado anual por mantenimiento de 50 USD por cada colector. Además, se ha tenido en cuenta un escenario en el que no se generan ingresos por reducción de gases de efecto invernadero, ni se gozan de incentivos por el uso de energías renovables, por motivo de que en el Ecuador no existen estas regulaciones.

Calculando el PRS con los datos ya obtenidos para la vivienda unifamiliar:

El resultado en el caso donde se considera la tarifa subvencionada:

$$PRS = \frac{1508}{(19.30 + 0 + 0) - 50} = -49 \text{ años}$$

El resultado en el caso donde se considera la tarifa sin subvención:

$$PRS = \frac{1508}{(227 + 0 + 0) - 50} = 8.5 \approx 9 \text{ años}$$

Analizando específicamente instalar un sistema solar térmico para una vivienda unifamiliar, se ha calculado recuperar la inversión en aproximadamente 9 años sin la subvención del GLP.

## 17. CÁLCULO DEL CAMPO SOLAR MÁXIMO QUE SE PODRÍA INSTALAR EN LA SUPERFICIE DISPONIBLE, Y LA POTENCIA ELÉCTRICA DE LA TURBINA DE VAPOR ASOCIADA AL MISMO

### 17.1. Cálculo del campo solar

Se denomina campo solar al sistema cuyo objetivo es la conversión de la radiación solar en energía térmica que se pueda aprovechar.

El campo solar máximo a calcular corresponde a una planta de generación de energía eléctrica con tecnología solar termoeléctrica cilindro-parabólica (CCP) *sin almacenamiento*, para la cual se dispone de un terreno de superficie de 10 Ha, con un emplazamiento de característica plana y con abundante disponibilidad de agua para refrigeración.

Para el cálculo del campo solar que se podría instalar en la superficie disponible, nos valemos de la ratio o la relación estimada para campos de generación de energía solar térmica siguiente:

Ratio utilizado para el cálculo del campo solar.	
Superficie	Potencia instalada
200 Ha	50 MW (con almacenamiento)

Tabla 63. Ratio estimado para cálculo del campo solar con almacenamiento.

De la *Tabla* anterior se entiende, que en una superficie de 200 Ha hay campo solar para 50 MW de potencia instalada considerando sistema con *almacenamiento*. En efecto, para el cálculo de la potencia instalada, en nuestro caso para un sistema *sin almacenamiento*, se puede inferir una superficie menor, es decir, en torno a las 120 Ha. No obstante, se debe puntualizar, que existen aspectos relevantes dentro del cálculo, que tienen que ver con el **factor de escala**, el cual

incorpora la relación que existe entre la potencia pico y la potencia nominal del sistema, mientras que la **isla de potencia** constituye la zona de la planta dedicada a la transformación de la energía térmica en energía eléctrica a través de un ciclo termodinámico.

En base a lo anterior, para efectos de la estimación de potencia instalada se define como ratio óptima para el proyecto, una capacidad de **50 MW de potencia instalada por cada 150 Ha de superficie**.

Ratio utilizada para el cálculo del campo solar.	
Superficie	Potencia instalada
150 Ha	50 MW (sin almacenamiento, considerando: factor de escala, e isla de potencia.)

**Tabla 64. Ratio estimada para cálculo del campo solar sin almacenamiento.**

Aplicando el ratio óptimo, de *150 Ha* → *50 MW*, para nuestro terreno con una superficie de 10 Ha disponibles, se obtiene una potencia instalada de **3,33 MW**.

### 17.2. Potencia eléctrica de la turbina de vapor asociada

A nivel comercial existen variedad de turbinas diseñadas para el aprovechamiento del vapor generado en plantas de generación de energía eléctrica con tecnología solar termoeléctrica cilindro-parabólica (CCP).

Como una alternativa a implementar en el proyecto, la marca SIEMENS POWER GENERATION ofrece la turbina de vapor modelo D-R SST 350, con una potencia eléctrica de **3,5 MW**.



**Figura 50. turbina de vapor 3,5 MW marca SIEMENS modelo D-R SST 350.**

Nota: Obtenido de <https://www.directindustry.es>

**Nota: obtenido de**

<b>Modelo</b>	<b>D-R SST 350</b>
Salida de Potencia	3.500 kW
Velocidad de la turbina	12.000 rpm
Presión de vapor de entrada	≤ 63 bar / 914 psi
Temperatura del vapor de entrada	≤ 482 °C / 900 °F
Aplicaciones	Generación de energía

**Tabla 65. Datos técnicos de la turbina de vapor asociada.**

Determinada la potencia instalada, de aproximadamente 3,33 MW, se procederá con el cálculo de la producción de energía, incorporando el porcentaje de rendimiento de la instalación fotovoltaica estimada en un 30% mes a mes en el análisis de los datos de Relación Solar Directa (DDI).

## 18. CÁLCULOS DE LA PRODUCCIÓN

Como se ha calculado la planta solar va a tener una producción de 3MW en torno a las 2600 horas equivalentes, estos valores son fundamentales para poder realizar el cálculo de energía exportada a la red eléctrica, cabe recalcar que esta planta solar tendrá un porcentaje de autoconsumo que por motivos de estudio vamos a considerarlo en 15% con estos datos tenemos que la producción de energía eléctrica (PEE) de la planta será:

$$PEE = \text{produccion total} * \text{horas equivalentes brutas} * \text{factor de auto consumo}$$

Utilizando esta fórmula los datos antes mencionados tenemos que:

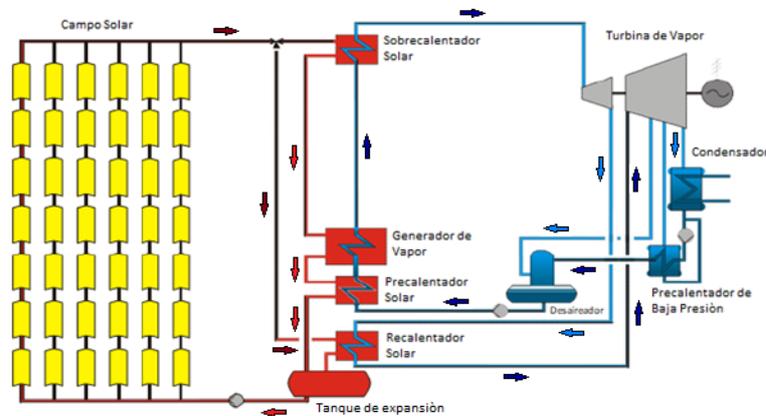
$$PEE = 3000Kw * 2600 h * 0.85$$

$$PEE = 6630000 KWh$$

Se ha obtenido una producción de energía eléctrica de 6630 MWh por año listos para suministrar a la red eléctrica.

## 19. ESQUEMA DE PRINCIPIO DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se muestra el esquema de la Central Termosolar de colectores cilindro – parabólicos del caso de estudio.



**Figura 51. Esquema de la Central Termo solar de colectores cilindro – parabólicos**

*Nota: Elaboración propia*

Para este tipo de planta se considera el ciclo con recalentamiento y regeneración (Rankine).

Donde se tienen los siguientes pasos:

1. Ingreso de vapor en el cuerpo de alta presión de turbinas.
2. Una parte del vapor ingresa a los precalentadores de alta presión.
3. El vapor que sale del cuerpo de alta presión de turbinas es direccionado al recalentador solar antes de ingresar en el cuerpo de turbinas de baja presión.
4. Después de pasar el vapor por el cuerpo de baja presión, este pasa por un condensador donde alcanza un estado líquido.
5. El agua se bombea a través de unos intercambiadores.
6. En un desaireador se elimina partículas gaseosas del agua, para luego volver a intercambiar calor en el precalentador solar y posteriormente pasar por el generador de vapor.
7. Después del paso por el generador de vapor este fluido térmico vuelve a ingresar a la turbina.

En la turbina de vapor se tiene: el cuerpo de alta presión y el cuerpo de baja presión.

En el cuerpo de alta presión es donde se aumenta el rendimiento de la planta aprovechando la energía del fluido, y el mayor porcentaje de energía producida es provisto en el cuerpo de baja presión.

Para evitar el daño por corrosión en las turbinas, se realiza el precalentamiento intermedio entre los dos cuerpos de turbinas.

## 20. PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA PARA OBTENER EL MISMO PERIODO DE RETORNO QUE PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El siguiente factor ayuda a cuantificar el valor (\$) de 1 Kilovatio hora (kWh) en un sistema termoeléctrico instalado y puesto en marcha, tomando en consideración lo siguiente:

- Inversión específica en \$/MW instalado: 7'500.000 \$/kW
- El coste de alquiler de la hectárea de terreno para la implantación del sistema solar termoeléctrico en la zona es de 1.000 \$/hectárea: 10,000 \$/Ha.
- Coste de mantenimiento: 3 personas a turnos en sala de control + dos turnos de 2 personas en campo (personal mínimo).
- El periodo de retorno de la inversión: 30 años (SFV y STE)

Una vez explicado las condicionantes, se procede a despejar el precio (\$) de 1 Kilovatio hora (kWh) de la siguiente ecuación:

$$\text{Fórmula 30. INGRESOS} = \text{kWh producidos} * \text{Precio \$/kWh}$$

Quedando la siguiente ecuación:

$$\text{Fórmula 31. Precio \$/kWh} = \frac{\text{INGRESOS}}{\text{kWh producidos}}$$

Donde:

- **Ingresos:** suma total de los valores pertenecientes al Margen Bruto y el Costo de operación & mantenimiento [USD].
- **kWh producidos:** producción de energía eléctrica que disponemos para vender a la red para buscar nuestra rentabilidad.

Para el cálculo de los INGRESOS, se debe considerar dos (2) ecuaciones detalladas a continuación:

$$\text{Fórmula 32. PR} = \frac{\text{INVERSIÓN}}{\text{MARGEN BRUTO}}$$

$$\text{Fórmula 33. COSTOS} = \text{O\&M} + \text{ALQUILER}$$

De la ecuación N°32, se procede a despejar la variable del Margen Bruto:

$$\text{Fórmula 34. MARGEN BRUTO} = \frac{\text{INVERSIÓN}}{\text{PR}}$$

Donde:

- **Margen Bruto:** es el beneficio directo que se obtiene por la instalación del sistema termoeléctrico [USD].
- **Inversión:** Inversión total del proyecto [USD/kW].
- **PR:** Periodo de Retorno de Inversión [años].

De la ecuación N°34, se procede a asignar valores a las variables:

$$\text{MARGEN BRUTO} = \frac{7,500,000 \text{ \$/kW}}{30 \text{ años}}$$

$$\text{MARGEN BRUTO} = 250,000 \text{ \$/kW}$$

De la ecuación N°33, se procede a calcular la variable de Costos (O&M):

$$\text{COSTOS} = \text{O\&M} + \text{ALQUILER}$$

Donde:

- **Costos:** es el 8% del costo de inversión total [USD].
- **O&M:** es el coste de operación y mantenimiento del sistema solar termoeléctrico.
- **Alquiler:** es el coste de alquiler por hectárea del terreno para la implementación del sistema solar termoeléctrico [USD].

Cabe indicar:

- Los costos de operación y mantenimiento que necesitara la central para un buen funcionamiento dependerán de lo siguiente:
  - Personal técnico necesario.

- Repuestos para la planta.
  - Medios técnicos y herramientas.
  - Subcontratos.
- El equipo de operación y mantenimiento (O&M) se lo conformara con una estimación de OCHO (8) personas, mismas que se dividen en:
- **Personal indirecto**, que son los encargados del control y la oficina técnica: TRES (03)
  - **Personal directo** que se encarga de la parte mecánica, eléctrica, instrumentación de la planta en campo: DOS (02)
- El presupuesto dedicado al personal antes mencionado, puede cifrarse en una cantidad estimada de \$1,260.00 dólares americanos/persona, y a eso le añadimos un 50% (1.50) para cubrir medios técnicos, herramientas, andamios, otros equipos menores; lo que da un resultado de \$9,450.00 dólares americanos.
- Esta referencia se la toma del documento “Presupuesto del mantenimiento en plantas termo solares”.

De la ecuación N° 33, se procede a asignar valores a las variables:

COSTOS =	9,450.00 + 10,000.00
<b>COSTOS =</b>	<b>19,450.00 \$/anual</b>

COSTOS =	19,450.00 \$/anual * 30 años
<b>COSTOS =</b>	<b>583,500.00 \$</b>

Una vez calculado los COSTOS (O&M) y el MARGEN BRUTO, se procede a obtener la variable de los INGRESOS, despejando la misma de esta ecuación detallada a continuación:

**Fórmula 35. MARGEN BRUTO = INGRESOS – COSTOS (O&M)**

Quedando la siguiente ecuación:

**Fórmula 36. INGRESOS = MARGEN BRUTO + COSTOS (O&M)**

Donde:

- **Ingresos:** suma total de los valores pertenecientes al Margen Bruto y el Costo de operación & mantenimiento [USD].

- **Margen Bruto:** es el beneficio directo que se obtiene por la instalación del sistema termoeléctrico [USD].
- **Costos:** es el 8% del costo de inversión total [USD].

De la ecuación N° 36, se procede a asignar valores a las variables:

$$\text{INGRESOS} = 250,000 \text{ \$/kW} + 85,000.00 \text{ \$}$$

$$\text{INGRESOS} = 335,000.00 \text{ \$}$$

En cuanto a la producción de energía eléctrica que disponemos para vender a la red y buscar la rentabilidad, se procede a calcular la variable kilovatios hora (kWh), detallada a continuación:

$$\text{Fórmula 37. kWh producidos} = \text{Potencia instalada} * \text{Horas equivalentes} * \text{factor de autoconsumo}$$

Donde:

- **kWh producidos:** producción de energía eléctrica que disponemos para vender a la red para buscar nuestra rentabilidad [kWh]
- **Potencia instalada:** capacidad de generación de energía instalada [kW].
- **Horas equivalentes brutas:** 2600 [horas].
- **Factor de autoconsumo:** 0.85 [%]

De la ecuación N° 37, se procede a asignar valores a las variables:

$$\text{kWh producidos} = 3000 \text{ kW} * 2600 \text{ h} * 0.85$$

$$\text{kWh producidos} = 6,630,000.00 \text{ kWh}$$

Si se piensa implementar una planta de generación de energía eléctrica con tecnología solar termoeléctrica cilindro-parabólica sin almacenamiento, debemos considerar el valor (\$) de 1 Kilovatio hora (kWh) instalado y puesto en marcha. Para lo cual se procede a desarrollar la ecuación N°38, detallada a continuación:

$$\text{Fórmula 38. Precio } \$/\text{kWh} = \frac{\text{INGRESOS}}{\text{kWh producidos}}$$

$$\text{Precio } \$/\text{kWh} = \frac{833,500.00 \$}{6,630,000.00 \text{ kWh}}$$

**Precio \$/kWh = 0,13 \$/kWh**

Con lo antes expuesto, se puede concluir que el precio (\$) de 1 Kilovatio hora (kWh) en un sistema termoeléctrico bordea los **trece centavos de dólares americanos (USD 0.13/100) por hora.**

Adicionalmente, a modo de estudio comparativo entre la energía solar fotovoltaica y la energía solar termoeléctrica cilindro-parabólica sin almacenamiento, se realizó el siguiente cuadro, detallado a continuación:

SISTEMAS DE GENERACION ELECTRICA	POTENCIA INSTALADA (kW)	PRODUCCION ENERGETICA (kWh)	INVEST (\$/kW)	PR (años)	MB (\$)	INGRESOS (\$)	COSTOS (O&M)	PRECIO (\$/kW)
TERMO ELECTRICO	3000	6,630,000	7,500,000	30	250,000	833,500	583,500	0.13
FOTO VOLTAICO	253.41	335,500	175,268.67	30	5,842.28	7,594.96	1,752.68	0.02

**Tabla 66. Análisis comparativo de generación eléctrica renovable.**

Considerando la inversión total, la potencia instalada, la producción energética, los ingresos, el periodo de retorno y el precio del Kilovatio hora de cada sistema, se puede demostrar una apropiada rentabilidad para la implementación del proyecto con energía solar termoeléctrica cilindro-parabólica sin almacenamiento.

## **21. ELABORACIÓN DE MEMORIA DESCRIPTIVA QUE INCLUYA EL DESARROLLO LLEVADO A CABO Y SUS CONCLUSIONES EN LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA**

Gracias a que la producción de la planta solar calculado es de 3MW en una cantidad de horas equivalentes a 2600 y con un valor de tolerancia de autoconsumo de 15% se obtuvo que la producción de energía eléctrica de 6630 MWh por año listos para suministrar a la red eléctrica.

## 22. TIR Y VAN DE CADA PROYECTO, TOMANDO PARA AMBOS EL PERIODO DE 30 AÑOS DE VIDA ÚTIL

### 22.1. Análisis proyecto fotovoltaico 100% fondos propios

El valor acumulado neto a 30 años de este proyecto es de \$416.666,83, esto significa que en el plazo estipulado se recuperara la inversión que ha dado inicio al proyecto, por ende, esta inversión ha sido mejor invertida que en una renta fija.

A tasa de interés de retorno a 30 años es de 19,67%, esto nos indica la tasa a la cual recuperaremos la inversión inicial de nuestro negocio transcurrido el periodo estipulado.

Analizando ambos valores ya que tienen una relación directa con el flujo de caja del negocio y analizando que no existe ningún tipo de subsidio, ayuda o incentivo fiscal para este proyecto todo el financiamiento es de fondos propios, se obtiene que gracias a sus valores el tiempo que tardara el proyecto en recuperar su inversión inicial es de 5,94 años, el cual es favorable para los accionistas.

TIR EQUITY (20) años	<b>16,69%</b>
TIR EQUITY (30 años)	<b>17,89%</b>
VAN (30 años)	<b>395.968,62 \$</b>

**Tabla 67. TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre.**

Producción Total (kWh/año)	<b>334,500</b>
Ingresos Totales	<b>1'407.249,00 \$</b>
Gastos Totales	<b>427.620,89 \$</b>

**Tabla 68. Tabla de resumen Gastos, Ingresos, Producción**

En la tabla 68 se proyecta un resumen de la producción total en Kwh/año con los ingresos económicos recibidos por la venta de esa energía y los gastos totales siendo los operativos y los gastos totales de inversión No EPC, analizando estos valores se puede expresar de mejor forma los resultados obtenidos en el TIR para este proyecto con inversión propia.

## 22.2. Análisis proyecto fotovoltaico 70% project finance + 30% fondos propios

En la Tabla 69. Se pueden observar los valores del TIR EQUITY, estos valores representan el TIR de la inversión global del proyecto considerando los valores de CAPEX Mantenimiento.

TIR EQUITY (20) años	<b>22,13%</b>
TIR EQUITY (30 años)	<b>23,26%</b>
VAN (30 años)	<b>289.287,47 \$</b>

**Tabla 69. TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre**

Tomando en cuenta que se está analizando el mismo proyecto Fotovoltaico, en lo que respecta a la producción total, los ingresos y gastos totales, estos están detallados en la Tabla 68, aquí se ha considerado la producción total en KWh/año con los ingresos económicos recibidos por la venta de esa energía y los gastos totales siendo los operativos y los gastos totales de inversión No EPC, analizando estos valores se puede expresar de mejor forma los resultados obtenidos en el TIR para este proyecto con inversión 70% project finance + 30% fondos propios.

La estructura de Financiación, como se muestra en la Tabla 70, para la realización del proyecto solar fotovoltaico (SF), dispondrá un préstamo del 70% de una entidad bancaria con una tasa activa referencial a junio 2022 del Banco Central del Ecuador del 7.1%, de tipo impositivo del 12% y con un plazo del préstamo de 10 años.

<b>ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN</b>	
<b>Préstamo:</b>	
Porcentaje de préstamo ( $\alpha_d$ )	70,0%
Interés del préstamo ( $C_d$ )	7,1%
Tipo Impositivo (t)	12,0%
Plazo del préstamo (años)	10,00
<b>Fondos Propios</b>	
Porcentaje de Fondos Propios ( $1-\alpha_d$ )	30,0%
Coste de los Fondos Propios ( $C_p$ )	7,5%
<b>WACC (tasa de descuento)</b>	<b>6,6%</b>

**Tabla 70. Estructura de financiación del proyecto Solar Fotovoltaico**

El valor del subsidio en este caso particular no estará contemplado porque producirá una rentabilidad del 123.21%.

En la Tabla 71 se muestran los resultados de los indicadores seleccionados VAN, TIR y LCOE para el proyecto solar fotovoltaico 70% – 30%, donde se observa que el VAN proyectado a 30 años es positivo con un valor de \$423.104,24.

<b>TIR PROYECTO (20) años</b>	<b>17,42%</b>
<b>TIR PROYECTO (30 años)</b>	<b>18,15%</b>
<b>VAN (30 años)</b>	<b>423.104,24 €</b>
<b>LCOE (€/KWh) - 30 años</b>	<b>-0,0857</b>
<b>LROE (€/KWh) - 30 años</b>	<b>0,1344</b>
<b>LROE - LCOE (€/KWh) – 30 años</b>	<b>0,0487</b>

**Tabla 71. Indicadores Solar Fotovoltaico**

Para el análisis de los valores obtenidos se debe recordar que un proyecto es viable si el TIR es mayor que la WACC y si es menor no es viable debido a que presenta pérdidas. La tasa interna de retorno del proyecto SF a 20 años es del 17.42% y a 30 años es 18.15%. Al comparar estos valores obtenidos para la TIR, se observa que la TIR a 20 y 30 años posee un valor mayor a la tasa de descuento (WAAC) que es de 6,6%, lo cual reafirma que el proyecto es rentable y conviene realizarlo.

### **22.3. Análisis Solar Térmico 100% fondos propios**

Para el proyecto solar térmico se analizó en primera instancia una financiación cubierta en su totalidad por fondos propios (100%). Considerando un costo de capital (WACC) de 7.5% requerido por los inversionistas.

Recapitulando los datos utilizados para los cálculos obtenidos mencionaremos que la producción térmica considerada para cubrir los requerimientos térmicos de ACS y calefacción para las 100 viviendas es de 613,900 kWh/año con un precio de venta de 0.04 USD/kWh térmico. En la Tabla 72. Se tiene el resumen de gastos, ingresos y producción.

Producción Total (kWh/año)	<b>613,900</b>
Ingresos Totales	<b>983.882,00 \$</b>
Gastos Totales	<b>652.945,82 \$</b>

**Tabla 72. Tabla de resumen Gastos, Ingresos, Producción**

Con la inversión descrita en la sección anterior, como proyecto no EPC, se calculó un Valor Presente Neto de 200,763.66 USD. Los indicadores de la Tasa Interna de Retorno se resumen en la tabla a continuación:

TIR PROYECTO (20) años	<b>4.78%</b>
TIR PROYECTO (30 años)	<b>6.89%</b>
VAN (30 años)	<b>200,763.66 \$</b>

**Tabla 73. Indicadores 100% financiación con fondos propios**

TIR EQUITY (20) años	<b>0.08%</b>
TIR EQUITY (30 años)	<b>5.87%</b>
VAN (30 años)	<b>173,950.74 \$</b>

**Tabla 74. TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre**

La recuperación de la inversión con la tasa de retorno calculada es de 13.77 años.

#### **22.4. Análisis Solar Térmico 70% project finance + 30% fondos propios**

La estructura de Financiación, como se muestra en la Tabla 75, para la realización del proyecto solar térmico, dispondrá un préstamo del 70% de una entidad bancaria con una tasa activa referencial a junio del Banco Central del Ecuador del 7.1%, de tipo impositivo del 12% y con un plazo del préstamo de 10 años.

<b>ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN</b>	
<b>Préstamo:</b>	
Porcentaje de préstamo ( $\alpha_d$ )	70,0%
Interés del préstamo ( $C_d$ )	7,1%
Tipo Impositivo (t)	12,0%
Plazo del préstamo (años)	10,00
<b>Fondos Propios</b>	
( $1-\alpha_d$ ) Porcentaje de Fondos Propios	30,0%
( $C_p$ ) Coste de los Fondos Propios	7,5%
<b>WACC (tasa de descuento)</b>	<b>6,6%</b>

**Tabla 75. Estructura de financiación del proyecto ST.**

En la Tabla 72, descrita anteriormente, se tienen los valores de producción, ingresos y gastos totales.

El valor del subsidio en este caso particular no estará contemplado porque producirá una rentabilidad del 120% aprox. En la Tabla 76, se proyectan los valores obtenidos pertenecientes a los indicadores seleccionados VAN, TIR y LCOE para el proyecto solar térmico 70% – 30%, donde se observa que el VAN proyectado a 30 años es positivo con un valor de \$220.097,10.

<b>TIR PROYECTO (20) años</b>	<b>4,78%</b>
<b>TIR PROYECTO (30 años)</b>	<b>6,89%</b>
<b>VAN (30 años)</b>	<b>220.097,10 \$</b>
<b>LCOE (€/KWh) - 30 años</b>	<b>-0,0654</b>
<b>LROE (€/KWh) - 30 años</b>	<b>0,0512</b>
<b>LROE - LCOE (€/KWh) – 30 años</b>	<b>0,0141</b>

**Tabla 76. Indicadores Solar Térmico**

Para el análisis de los indicadores se considera que un proyecto tiene sus beneficios si su TIR es mayor al WACC, ya que si es menor se tendría pérdidas. La tasa de retorno del proyecto ST a 20 años es del 4,78% y a 30 años es 6.89%. Al comparar los valores obtenidos para la TIR, se observa que la TIR a 20 años posee un valor de 4,78% que es menor a la tasa de descuento (WAAC) que es de 6,6%, lo cual reafirma que no conviene realizarlo. Por otra parte, la TIR a 30 años posee un valor de 6,89% que es mayor a la tasa de descuento (WAAC) antes mencionada, lo cual implica que el proyecto ST conviene realizarlo.

Como proyecto no EPC, se calculó un Valor Presente Neto de 220,097.10 USD. Los indicadores de la Tasa Interna de Retorno se resumen en la tabla a continuación:

TIR EQUITY (20) años	<b>-3.83%</b>
TIR EQUITY (30 años)	<b>5.66%</b>
VAN (30 años)	<b>44,465.13 \$</b>

**Tabla 77. TIR de la inversión EQUITY sobre el Flujo de Caja Libre con Capex Mto.**

La recuperación de la inversión o pay back con la tasa de retorno calculada es de 20.35 años.

## **23. LCOE DE CADA PROYECTO, CONSIDERANDO UNAS TASAS DE PROYECCIÓN DE CADA PARTIDA DE GASTOS A CRITERIO DE CADA GRUPO DE MANERA JUSTIFICADA**

### **23.1. Análisis proyecto fotovoltaico 100% fondos propios**

El costo nivelado de la energía consiste en calcular el costo promedio total de construir y operar una central fotovoltaica y dividirlo entre la energía total a ser generada en un periodo de tiempo, para este proyecto se obtuvo un LCOE de -0.0882 \$/KWh

### **23.2. Análisis proyecto fotovoltaico 70% project finance + 30% fondos propios**

El costo nivelado de la energía (LCOE), permite determinar los precios de reserva para un proceso público de selección. Al comparar los valores obtenidos, se define que el sistema Solar Fotovoltaico (SF) 70% - 30% con un valor de -0,0857 USD/MWh, es más barato que el sistema Solar Fotovoltaico (SF) 100% fondos propios que tiene un valor de -0,0882 USD/MWh.

Cabe indicar que, si el LROE es mayor o igual al LCOE, el proyecto es 100% viable de acuerdo a los criterios de rentabilidad establecidos

### **23.3. Análisis Solar Térmico 100% fondos propios**

En cuanto al costo y renta normalizados de la energía se obtuvo los siguientes valores: LCOE (\$/KWh) - 30 años con un valor de -0.0670, LROE (\$/KWh) - 30 años con un valor de 0.0507.

La diferencia entre los costos normalizados y las rentas normalizadas de la energía (LROE - LCOE (\$/KWh) – 30 años ) es de -0.0163.

Con estos datos se considera que el proyecto es viable y rentable, pero el periodo de retorno de la inversión sería demasiado largo.

### **23.4. Análisis Solar Térmico 70% project finance + 30% fondos propios**

Finalmente, el LCOE permite comparar los costes de producción de energía eléctrica de las diferentes tecnologías estudiadas, se busca que el valor sea lo más bajo posible. Al comparar los valores obtenidos, se define que el sistema Solar Térmico (ST) 70% - 30% con un valor de -0,0654 USD/MWh, es más barato que el sistema Solar Fotovoltaico (SF) con un valor de -0,0857 USD/MWh.

Cabe indicar que, si el LROE es mayor o igual al LCOE, el proyecto es 100% viable.

## **24. JUSTIFICACIÓN DEL TIR PARA PROYECTO SOLAR FV**

En el proyecto solar fotovoltaico, al considerar la subvención por un valor de \$150.000,00; el TIR y TIR EQUITY registran un valor muy alto tanto para el escenario de financiamiento con 100% fondos propios y para el escenario 70% préstamo & 30% fondos propios, respectivamente, lo cual se atribuye básicamente al reducido valor de los impuestos considerados y el OPEX del proyecto, por un valor de \$5.200,00 el cual está conformado principalmente por los gastos operativos relacionados a la adquisición de repuestos, operación y mantenimiento, acondicionamiento de la planta, contingencias, gastos generales, asesorías, alquiler de terrenos, seguros de todo riesgo material, responsabilidad civil, responsabilidad ambiental y el impuesto de funcionamiento. En efecto, se desestima en el cálculo de los parámetros financieros, el valor de subvención indicada para el proyecto solar fotovoltaico por considerarla innecesaria.

## 25. JUSTIFICACIÓN DEL TIR PARA EL PROYECTO ST

En contraste al proyecto solar fotovoltaico, el proyecto solar térmico presenta una rentabilidad que no logra superar el WACC establecido. Adicionalmente presenta un periodo de retorno muy alto, lo cual lo vuelve un proyecto inviable o poco favorable a los intereses de un posible accionista, en las condiciones y escenarios estimados.

## 26. COMPARATIVO FINANCIERO

A continuación, en la Tabla 78, se resumen los principales parámetros financieros obtenidos tanto para el proyecto solar fotovoltaico y el proyecto solar térmico, con la finalidad de analizar su viabilidad económica en base hipótesis de inversión previamente establecidas y considerando particularmente que no aplican subsidios, ayudas o incentivos fiscales:

	Proyecto Solar Fotovoltaico		Proyecto Solar Térmico	
	100,00%	70% - 30%	100%	70% - 30%
<b>Estructura de Financiación</b>	100,00%	70% - 30%	100%	70% - 30%
<b>Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales</b>	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
<b>TIR del proyecto (20 años)</b>	19,05%	17,42%	4,98%	4,78%
<b>TIR del proyecto (30 años)</b>	19,67%	18,15%	7,09%	6,89%
<b>VAN 30 años</b>	\$416.666,83	\$423.104,24	\$204.955,00	\$220.097,10
<b>TIR equity del proyecto (20 años)</b>	16,69%	22,13%	0,08%	-3,83%
<b>TIR equity del proyecto (30 años)</b>	17,89%	23,26%	5,87%	5,66%
<b>VAN 30 años</b>	\$395.968,62	\$289.287,47	\$173.950,74	\$44.465,13
<b>Payback (años)</b>	5,94	6,12	13,81	20,35
<b>WACC</b>	7,50%	6,63%	7,50%	6,63%
<b>LCOE (\$/kWh)</b>	-0,0882	-0,0857	-0,067	-0,0654
<b>LROE (\$/kWh)</b>	0,1330	0,1344	0,0507	0,0512

Tabla 78. Resumen de parámetros financieros.

De los cálculos realizados se evidencia la reducción del TIR para los dos proyectos en la medida que la estructura de financiación incorpora un porcentaje de préstamo del 70%.

Si nos enfocamos, únicamente en el resultado del VAN obtenido en ambos proyectos, podemos decir que ambos proyectos son rentables, dado que el VAN es superior a la inversión realizada para cada proyecto, asumiendo que la rentabilidad es la deseada. Adicionalmente se observa un incremento del VAN (70/30) respecto del obtenido bajo el financiamiento 100% fondos propios para ambos proyectos, debido principalmente al efecto positivo del WACC al introducir un ahorro de impuestos derivado de la deuda, la cual se produce porque los intereses bancarios se consideran gastos que disminuyen el margen bruto del proyecto.

Para el caso del proyecto solar fotovoltaico el TIR a 20 años, se reduce de 19,05% considerando la gestión del proyecto con el 100% de fondos propios, hasta 17,42% considerando una estructura de financiación 70% préstamo & 30% fondos propios.

De igual manera, para el caso del proyecto solar térmico, el TIR a 20 años, se reduce de 4,98% considerando la gestión del proyecto con el 100% de fondos propios, hasta 4,78% considerando una estructura de financiación 70% préstamo & 30% fondos propios.

Analizando el préstamo bancario (project finance), como el escenario más habitual para el desarrollo de proyectos energéticos, se ha calculado un coste promedio ponderado de capital, WACC, del 6,63% el cual considera la rentabilidad exigida por el accionista a sus fondos propios y la exigida por el banco en la financiación. En ese contexto, se evidencia que la tasa interna de retorno de 17,42% para el proyecto solar fotovoltaico, supera el WACC, como promedio entre el coste de la deuda y el de los fondos propios, mientras que, en el proyecto solar térmico el valor del TIR no supera el WACC establecido.

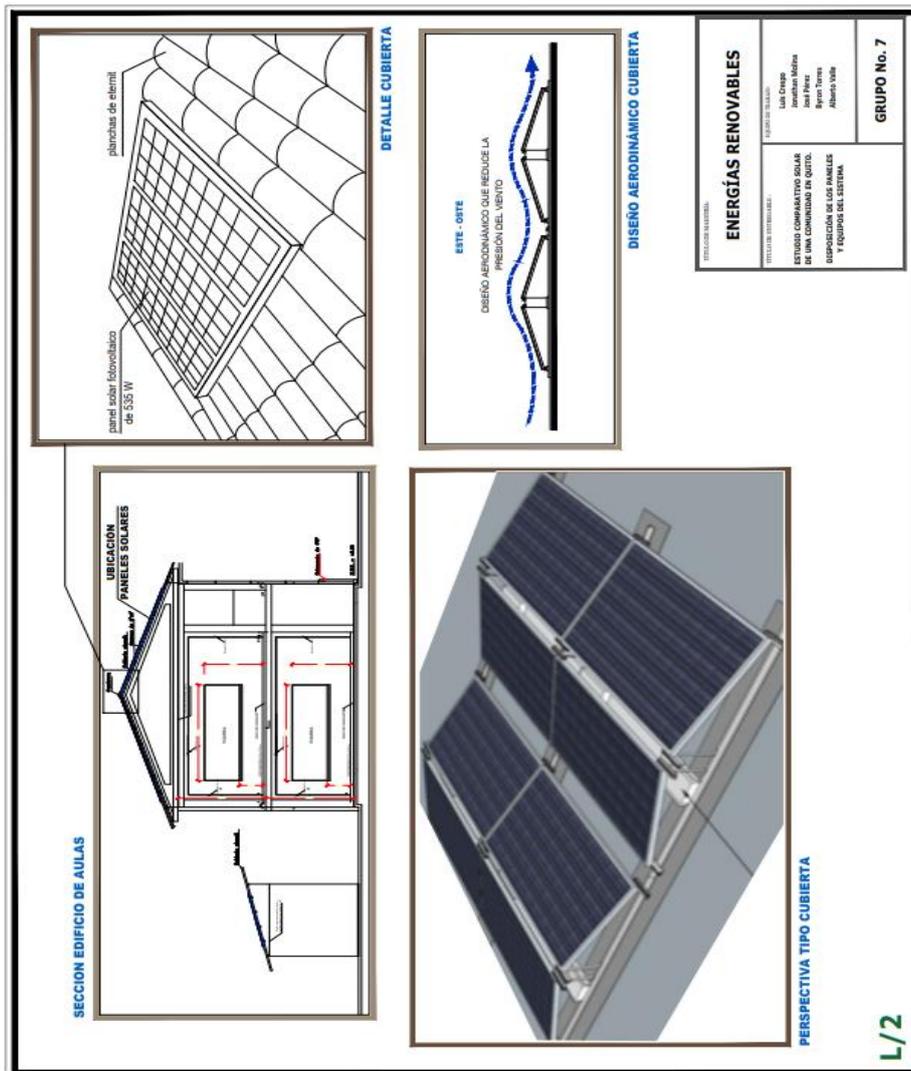
Es importante resaltar que el interés de 7,1% para el préstamo bancario, corresponde a la tasa activa referencial a junio 2022 emitida por el Banco Central del Ecuador.

Por otro lado, el periodo de tiempo requerido para recuperar la inversión del proyecto solar fotovoltaico considerando una estructura de financiación 70% préstamo & 30% fondos propios, es de 6,12 años, mientras que, para el proyecto solar térmico, este periodo de recuperación es de 20,35 años. Lo cual nos lleva a considerar que, en dichas condiciones, el proyecto solar térmico presenta un periodo de recuperación aproximadamente 3 veces superior que el payback del proyecto solar fotovoltaico.

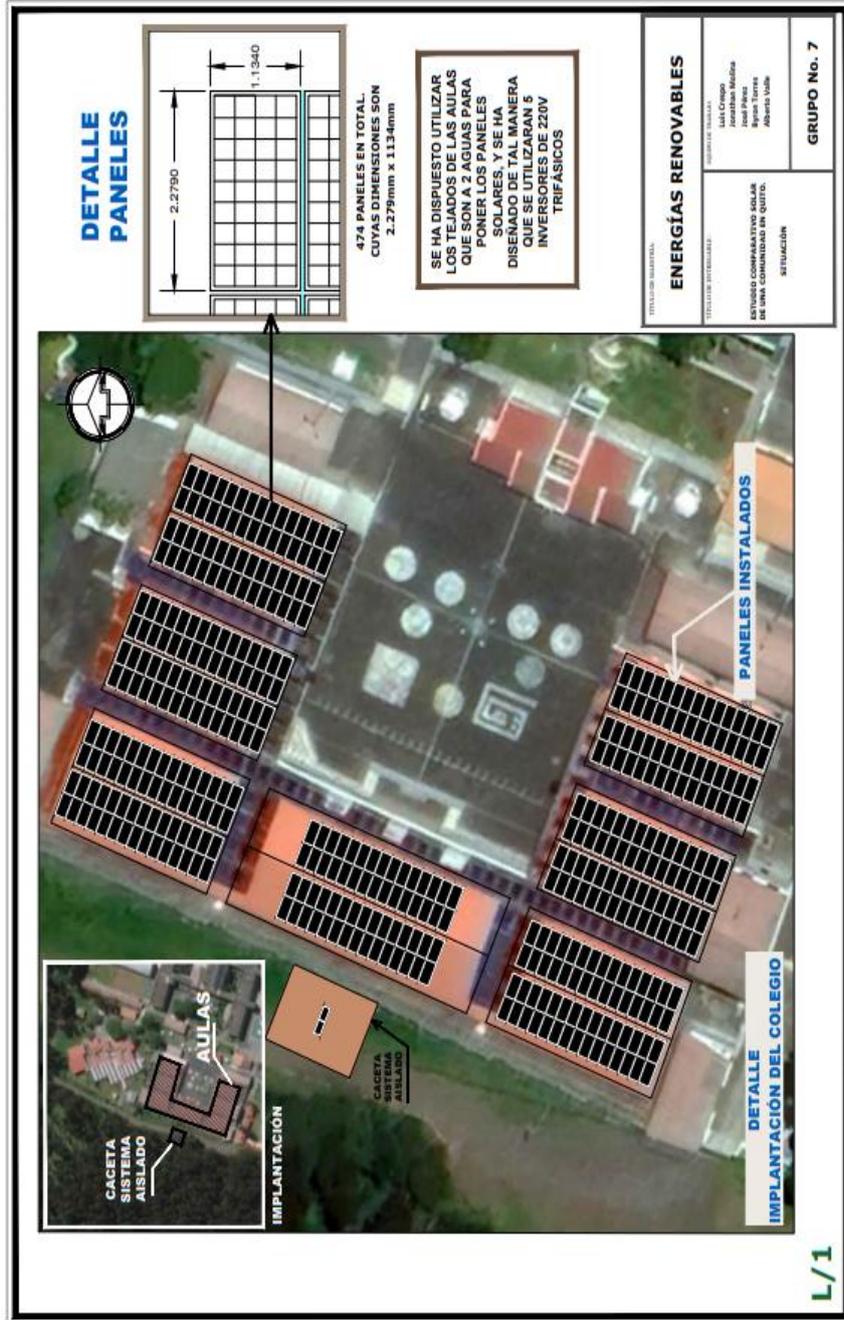
Finalmente, a través de la Tabla 78., se puede evidenciar que el coste medio normalizado de energía, LCOE, se ve en los dos escenarios de financiación, superados por el LROE, precio de venta normalizado de la energía, para ambos proyectos, lo cual nos da una idea cualitativa de lo favorable que resultan los proyectos puntualizando en términos de la rentabilidad establecida y tecnología, obteniendo para el proyecto solar fotovoltaico un LCOE de \$134,40 \$/MWh y 51,20 \$/MWh, para el proyecto solar fotovoltaico y solar térmico, respectivamente.

## 27. APÉNDICES

### Apéndice 1. Planos de situación



Apéndice 2. Plano de disposición de los paneles y equipos del sistema



Apéndice 3. Hojas de características técnicas de los equipos empleados

MODELO	SOLIS-(60)K-LV-5G
Entrada (CC)	
Voltaje máximo de entrada	1100 V
Voltaje nominal	450 V
Voltaje de arranque	195 V
Rango de voltaje MPPT	180-1000 V
Corriente máxima de entrada	8*26 A
Corriente máxima de corto circuito	8*40 A
Salida (CA)	
Potencia nominal de salida	60 kW
Potencia máxima de salida aparente	66 kVA
Potencia máxima de salida	66 kW
Voltaje nominal de la red	3 (N)/PE, 220 V
Frecuencia nominal de la red	60Hz
Corriente nominal de salida de la red	157.5 A
Corriente máxima de salida	173.2 A
Factor de potencia	Mayor a 0,99
THDI	Menor a 3%
Eficiencia	
Eficiencia máxima	98,50%
Eficiencia EU	98,10%
Datos generales	
Dimensiones (longitud*ancho*altura)	1065*567*344,5 mm
peso	84 kg
Topología	Sin transformador
Consumo propio (noche)	Menor a 2 W
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 a +60°C
Humedad relativa	0-100%
Nivel de protección	TYPE 4X
Enfriamiento	Ventilador redundante inteligente
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m
Conformidad	UL 1741, IEEE 1547, UL 1699B, UL 1998, FCC, UL 1741SA
<b>Características</b>	
Conexión de CC	Conector MCS
Conexión de CA	Terminal OT
Pantalla	LCD
Comunicación	RS485, Opcional Wi-Fi, GPRS, PLC

**INVERSOR**  
Modelo SRT1000XA

**PANELES SOLARES**

MODELO	BSM35SM10-2HPH
MAX POWER (P <sub>MAX</sub> )	535
OPEN CIRCUIT VOLTAGE (V <sub>OC</sub> ) [V]	53,10
MAX POWER VOLTAGE (V <sub>MPP</sub> ) [V]	44,2
SHORT CIRCUIT CURRENT (I <sub>SC</sub> ) [A]	12,77
MAX POWER CURRENT (I <sub>MP</sub> ) [A]	12,11
MODULE EFFICIENCY (%)	21,1%
POWER TOLERANCE	0 ~ +3%
MAX SYSTEM VOLTAGE	DC 1500V (IEC)
MAX SERIES FUSE RATING	25A
OPERATING TEMPERATURE	-40 TO + 85°C
IRRADIANCE	1000W/M <sup>2</sup> CELL
TEMPERATURE 25°C AMT 5G	
STC	

TITULO DE MATERIAL

**ENERGIAS RENOVABLES**

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CALABAZAS

COORDINADOR GENERAL  
José María  
José Pérez  
Byron Torres  
Alberto Valle

GRUPO No. 7

TITULO DE ENTREGABLE:  
ESTUDIO COMPARATIVO SOLAR DE UNA COMUNIDAD EN QUITO.  
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS EMPLEADOS

## Apéndice 4. Datasheet Fronius Smart meter 63A-1

### DATOS TÉCNICOS

#### DATOS GENERALES

Dimensión / anchura	35 mm
Dimensión (altura)	89 mm
Dimensión (profundidad)	65,6 mm
Tensión nominal	230 - 240 V
Máxima corriente	1 x 63 A
Sección de cable de alimentación	1 - 16 mm <sup>2</sup>
Sección de cable de comunicación y neutro	0,05 - 4 mm <sup>2</sup>
Consumo de energía	1,5 W
Intensidad de inicio	40 mA
Clase de protección	1
Precisión de energía activa	Clase B (EN50470)
Precisión de la energía reactiva	Clase 2 (EN/IEC 62053-23)
Sobrecorriente de corta duración	30 x I <sub>max</sub> / 10ms
Instalación	Montaje interior (carril DIN)
Carcasa	2 módulos DIN 43880
Tipo de Protección	IP 51 (marco frontal), IP 20 (terminales)
Display	6 dígitos LCD
Rango de temperatura de operación	-25 - +55°C
Interface con el inversor	Modbus RTU (RS485)

## Apéndice 5. Datasheet Inversor Solis-(60)K-LV-5G



### Solis-(50-60)K-LV-5G

Inversores Solis trifásicos



#### Modelo:

220V: Solis-50K-LV-5G Solis-60K-LV-5G



360 grados



#### Eficiente

- ▶ 6/8 MPPT, 98,5% de eficiencia máxima
- ▶ > relación CC/CA del 170 %
- ▶ Alta densidad de seguimiento de potencia 130 MPPT/MW
- ▶ Compatible con módulos bifaciales



#### Seguro

- ▶ Protección AFCI, reduce activamente el riesgo de incendio
- ▶ Cumplimiento con UL 1741, IEEE1547
- ▶ Recuperación PID incorporada para un mejor rendimiento del módulo (opcional)
- ▶ Tipo I SPD para CA (opcional)
- ▶ Componentes de marca reconocidos mundialmente para una mayor vida útil



#### Inteligente

- ▶ Función nocturna SVG
- ▶ Monitorización inteligente de strings. Exploración inteligente de curvas I-V
- ▶ Actualización a distancia del firmware con un funcionamiento sencillo



#### Económico

- ▶ Comunicación de línea de potencia (PLC) (opcional)
- ▶ Admite conexión tipo «V» en el lado de CC
- ▶ Posibilidad de acceder con cable de aluminio para reducir el gasto

Tabla de datos

Modelo	Solis-50K-LV-5G	Solis-60K-LV-5G
<b>Entrada (CC)</b>		
Voltaje máxima de entrada		1100 V
Voltaje de nominal		450 V
Voltaje de arranque		195 V
Rango de voltaje MPPT		180-1000 V
Corriente máxima de entrada	8*26 A	8*26 A
Corriente máxima de cortocircuito	6*40 A	8*40 A
Número de MPPT/Número máxima de cadenas de entrada	6/12	8/16
<b>Salida (CA)</b>		
Potencia nominal de salida	50 kW	60 kW
Potencia máxima de salida aparente	55 kVA	66 kVA
Potencia máxima de salida	55 kW	66 kW
Voltaje nominal de la red		3/(N)/PE, 220 V
Frecuencia nominal de la red		60 Hz
Corriente nominal de salida de red	131.2 A	157.5 A
Corriente máxima de salida	144.3 A	173.2 A
Factor de potencia		>0.99 (0.8 que lleva a 0.8 de retraso)
THDi		<3%
<b>Eficiencia</b>		
Eficiencia máxima		98.5%
Eficiencia EU		98.1%
<b>Protection</b>		
Protección contra polaridad inversa DC		Si
Protección contra cortocircuito		Si
Protección de sobrecorriente de salida		Si
Monitoreo fallas a tierra		Si
Protección contra sobretensiones		Tipo II CC/ Tipo II CA (Tipo I CA opcional)
Monitoreo de red		Si
Detección Anti-Isa		Si
Monitoreo de cadenas		Si
Escaneo de curvas I/V		Si
Recuperación DPI integrada		Opcional
AFCI integrado (Protección de circuito de falla de arco CC)		Si
Interruptor de CC integrado		Si
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (longitud*ancho*altura)		1065*567*344.5 mm
Peso		84 kg
Topología		Sin Transformador
Consumo propio (noche)		<2W
Rango de temperatura de funcionamiento		-25 ~ +60°C
Humedad relativa		0-100%
Nivel de protección		TYPE 4X
Enfriamiento		Ventilador redundante inteligente
Altitud máxima de funcionamiento		4000 m
Conformidad		UL 1741, IEEE 1547, UL 1898B, UL 1998, FCC, UL 1741SA
<b>Características</b>		
Conexión de CC		Conector MC4
Conexión de CA		Terminal OT
Pantalla		LCD
Comunicación		RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS, PLC

## 28. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS (NORMAS APA)

- A. Marroquín-De Jesús, J. M. Olivares-Ramírez, O. Jiménez-Sandoval, M. A. Zamora-Antuñano, and A. Encinas-Oropesa, "Analysis of flow and heat transfer in a flat solar collector with rectangular and cylindrical geometry using CFD," *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, vol. 14, no. 4, pp. 553–561, 2013. Available: [https://doi.org/10.1016/S1405-7743\(13\)72265-0](https://doi.org/10.1016/S1405-7743(13)72265-0)
- A. X. Andrade Cando, W. Quitiaquez Sarzosa, and L. F. Toapanta, "CFD analysis of a solar flat plate collector with different cross sections," *Enfoque UTE*, vol. 11, no. 2, pp. 95–108, 2020. Available: <https://doi.org/10.29019/enfoque.v11n2.601>
- AUTOSOLAR. (2022). Energía eléctrica ESTRUCTURA PANELES SOLARES; <https://autosolar.es/estructura-paneles-solares> .
- CELEC EP. (2021). Ecuador actualiza su Plan Maestro de Electricidad para impulsar inversiones en Energías Renovables No Convencionales por cerca de USD 2.200 Millones. <https://www.celec.gob.ec/gensur/index.php/553-ecuador-actualiza-su-plan-maestro-de-electricidad-para-impulsar-inversiones-en-energias-renovables-no-convencionales-por-cerca-de-usd-2-200-millones>
- Constante, J., & Palacios, E. (2014). El recurso solar para generación de energía: Análisis para el Distrito Metropolitano de Quito (1ª ed.). Editorial Universitaria Abya-Yala. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/6791/1/El%20recurso%20solar%20par%20a%20generacion%20de%20energia.pdf>
- E. Arteaga-López, C. Ángeles-Camacho, and F. Bañuelos-Ruedas, "Advanced methodology for feasibility studies on building-mounted wind turbines installation in urban environment: Applying CFD analysis," *Energy*, vol. 167, pp. 181–188, 2019. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.191>
- E. Mohamed, S. Riffat, S. Omer, and R. Zeinelabdein, "A comprehensive investigation of using mutual air and water heating in multi-functional dx-samhp for moderate cold climate," *Renewable Energy*, vol. 130, pp. 582–600, 2019. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.075>
- Herrera, S. (2016). Metodología para determinar el precio de comercialización de la energía producida por una central fotovoltaica conectada a la red [Título profesional, Universidad de Cuenca]. Repositorio Académico de la Universidad de Cuenca. <https://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/24341/1/Tesis.pdf>

- Instituto Ecuatoriano de Normalización. (2009). Sistemas de Calentamiento de agua con energía solar para uso sanitario en el Ecuador. <http://enerpro.com.ec/wp-content/uploads/2019/04/Norma-Solar-Termica-CEC.pdf>
- KALOGIROU, S. Solar energy engineering: processes and systems. 1<sup>a</sup>. ed. 2019. Obtenido de: [https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=KALOGIROU,+S.+Solar+energy+engineering:+processes+and+systems.+1%C2%AA.+ed.+2019.&ots=LbEZF\\_LSPQ&sig=46iX-2YZg6VTbLJjyJ-44l1y0mc](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=KALOGIROU,+S.+Solar+energy+engineering:+processes+and+systems.+1%C2%AA.+ed.+2019.&ots=LbEZF_LSPQ&sig=46iX-2YZg6VTbLJjyJ-44l1y0mc)
- KÖTTER, J., DECKER, S., DETZLER, R., SCHÄFER, J., et. al. Cost Reduction of Solar fields with Heliotrough Collector. 2012. Obtenido de: [https://www.researchgate.net/publication/273131926\\_Cost\\_Reduction\\_of\\_Solar\\_fields\\_with\\_HelioTrough\\_Collector](https://www.researchgate.net/publication/273131926_Cost_Reduction_of_Solar_fields_with_HelioTrough_Collector)
- L. Evangelisti, R. D. L. Vollaro, and F. Asdrubali, “Latest advances on solar thermal collectors: A comprehensive review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 114, p. 109318, 2019. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109318>
- L. M. Ayompe and A. Duffy, “Analysis of the thermal performance of a solar water heating system with flat plate collectors in a temperate climate,” Applied Thermal Engineering, vol. 58, no. 1, pp. 447–454, 2013. Available: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.04.06>
- LODI, C. Perspectivas para Geração de Energia Elétrica no Brasil utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011. Obtenido de: [http://antigo.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/cristiane\\_lodi.pdf](http://antigo.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/cristiane_lodi.pdf)
- Muñoz, J., Rojas, M. & Barreto, C. (2018). Incentivo a la Generación distribuida en el Ecuador. Ingenius Revista de Ciencia y Tecnología, 1(19), 68-70. <https://www.redalyc.org/journal/5055/505554803006/505554803006.pdf>
- Novoa, E. (2015). Manual de Operación y Mantenimiento preventivo y correctivo para parques fotovoltaicos en el Ecuador [Título profesional, Escuela Politécnica Nacional]. Repositorio Académico de la Escuela Politécnica Nacional. <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjGnaiZ5fv2AhUERDABHVsiBR0QFnoECB0QAQ&url=https%3A%2F%2Fbibdigital.epn.edu.ec%2Fbitstream%2F15000%2F10602%2F1%2FCD-6279.pdf&usq=AOvVaw1nOUvWBio2wklkN4X3RhUM>
- NREL. Utility-Scale Concentrating Solar Power and Photovoltaics Projects: A technology and Market Overview. National Renewable Energy Laboratory, 2012. Obtenido de:

[https://www.researchgate.net/publication/254996045\\_Utility-Scale\\_Concentrating\\_Solar\\_Power\\_and\\_Photovoltaic\\_Projects\\_A\\_Technology\\_and\\_Market\\_Overview](https://www.researchgate.net/publication/254996045_Utility-Scale_Concentrating_Solar_Power_and_Photovoltaic_Projects_A_Technology_and_Market_Overview)

solar-energia. (30 de 04 de 2022). Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/agua-caliente-sanitaria/circulacion-forzada>

Solar Power Europe. (2018). Operation & Maintenance. Best Practices Guidelines (versión 2). <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/08/03200017/Guia-OPERACION-MANTENIMIENTO-FOTOVOLTAICO.pdf>

UMMEL, K. Concentrating Solar Power in China and India: A Spatial Analysis of Technical Potential and the Cost of Deployment. 2015. Obtenido de: [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=1694129](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1694129)

UTN FRD (2016). Guía para la gestión ambiental, salud ocupacional y seguridad industrial en pymes del rubro metalmeccánico. Recuperado de: [http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/65228/Documento\\_completo\\_.pdfPDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/65228/Documento_completo_.pdfPDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Vasquez, F., Urdiales, L., & Espinoza, J. (2015). Energías Renovables en el Ecuador: Situación actual tendencias y perspectivas (1ª ed.). Universidad de Cuenca. [https://www.researchgate.net/publication/291356953\\_Energia\\_solar\\_en\\_el\\_Ecuador](https://www.researchgate.net/publication/291356953_Energia_solar_en_el_Ecuador)

Velasco, G., & Cabrera, E. (2009). Generación solar fotovoltaica dentro del esquema de generación distribuida para la provincia de Imbabura. Escuela Politécnica del Ejército-Maestría en Energías Renovables, 1 (1)1-7. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9350/1/P72.pdf>

WAGNER, M. Simulation and Predictive Performance Modelling of Utility-Scale Control Receiver System Power Plants. University of Wisconsin – Madison, 2018. Obtenido de: [https://www.researchgate.net/profile/Michael-Wagner-47/publication/44205074\\_Simulation\\_and\\_predictive\\_performance\\_modeling\\_of\\_utility-scale\\_central\\_receiver\\_system\\_power\\_plants/links/5c9be3ec299bf111694bc4ae/Simulation-and-predictive-performance-modeling-of-utility-scale-central-receiver-system-power-plants.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Michael-Wagner-47/publication/44205074_Simulation_and_predictive_performance_modeling_of_utility-scale_central_receiver_system_power_plants/links/5c9be3ec299bf111694bc4ae/Simulation-and-predictive-performance-modeling-of-utility-scale-central-receiver-system-power-plants.pdf)

WISER, R.; BARBOSE, G.; HOLT, E. Supporting solar power in renewable portfolio standards: Experience from the United States. 2021. Obtenido de: <https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/report-lbnl-3984e.pdf>

- W. M. Duarte, T. F. Paulino, J. J. G. Pabón, S. Sawalha, and L. Machado, “Refrigerants selection for a direct expansion solar assisted heat pump for domestic hot water,” *Solar Energy*, vol. 184, pp. 527–538, 2019. Available: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.04.027>
- W. M. Hashim, A. T. Shomran, H. A. Jurmut, T. S. Gaaz, A. A. H. Kadhum, and A. A. AlAmiery, “Case study on solar water heating for flat plate collector,” *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 12, pp. 666–671, 2018. Available: <https://doi.org/10.1016/j.csite.2018.09.002>