



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

**FACTIBILIDAD DE SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE EN LA PLANTA DE
AGUAS RESIDUALES PTAR DE UCUBAMBA**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: KEVIN IVÁN CARPIO SÁNCHEZ

TUTOR: ING. NATALIA XIMENA GONZÁLEZ ÁLVAREZ

Cuenca - Ecuador

2023

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Kevin Iván Carpio Sánchez con documento de identificación N° 0107087967, manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 12 de julio del 2023

Atentamente,



Kevin Iván Carpio Sánchez

0107087967

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Kevin Iván Carpio Sánchez con documento de identificación N° 0107087967, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto técnico con enfoque investigativo: “Factibilidad de sistema fotovoltaico flotante en la planta de aguas residuales PTAR de Ucubamba”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 12 de julio del 2023

Atentamente,



Kevin Iván Carpio Sánchez
0107087967

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Natalia Ximena González Álvarez con documento de identificación N° 1205860974, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: FACTIBILIDAD DE SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE DE LA PLANTA DE AGUAS RESIDUALES PTAR DE UCUBAMBA, realizado por Kevin Iván Carpio Sánchez con documento de identificación N° 0107087967, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico con enfoque investigativo que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 12 de julio del 2023

Atentamente,



Ing. Natalia Ximena González Álvarez
1205860974

AGRADECIMIENTOS

En este punto de mi trayectoria, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a Dios y la Virgen, quienes han sido mi guía constante a lo largo de este emocionante viaje académico. Su amor y misericordia han sido la fuente de mi fuerza y determinación.

Agradezco a mis amados padres, Iván Carpio y Marisol Sánchez quienes siempre han sido un apoyo incondicional. Desde mis primeros pasos hasta este momento en mi camino académico, han estado a mi lado, animándome y empoderándome para alcanzar mis metas. Han sido mis mayores defensores y mis modelos a seguir, mostrándome con su ejemplo el valor del trabajo duro, la perseverancia y la integridad.

A mis queridas hermanas Erika y Aracely quiero expresarles mi más profundo agradecimiento, quienes han sido mi lugar seguro, fuente constante de amor y alegría en varias ocasiones de mi vida. Sus palabras de aliento, su risa compartida y apoyo en los momentos más desafiantes han sido un regalo invaluable.

Quiero expresar también un sincero agradecimiento a todos mis estimados maestros de vida, quienes han sido faro de sabiduría y conocimiento en este camino académico. Su dedicación y compromiso en impartir sus enseñanzas valiosas han tenido un profundo impacto en mi desarrollo académico.

Quiero expresar mi sincero reconocimiento al Padre Juan Francisco Flores, cuya orientación experta me ha acompañado desde mi compromiso en actividades voluntarias, y quien ha sido un valioso amigo y mentor en el papel de guía espiritual y director. Su sabio consejo y apoyo constante han sido fundamentales en mi recorrido, y estoy profundamente agradecido por su influencia positiva en mi crecimiento personal y académico.

Quiero tomar un momento para expresar mi sincero agradecimiento a mi yo del pasado, ese niño y adolescente lleno de curiosidad, sueños y energía inagotable. Aunque estás en un capítulo anterior de mi vida, tu impacto sigue resonando en cada paso que doy en mi presente y futuro.

A ti, niño lleno de asombro y creatividad, te agradezco por mantener viva la llama de la curiosidad en mí. Tus preguntas incesantes y tu deseo insaciable de aprender han allanado el camino para mi búsqueda constante de conocimiento y crecimiento. A ti, adolescente valiente y en busca de identidad, te agradezco por enfrentar los desafíos con valentía y determinación. Tus experiencias y luchas han forjado mi resiliencia y han demostrado que puedo superar cualquier obstáculo que se presente en mi camino.

Así que, a mi yo del pasado, quiero decirte gracias. Gracias por tus risas y lágrimas, por tus momentos

de alegría y desafío. Cada elección que hiciste y cada experiencia que viviste han contribuido a mi crecimiento y desarrollo. Eres una parte invaluable de quien soy, y siempre llevaré conmigo tu espíritu de exploración, valentía y optimismo. Gracias por ser el cimiento sobre el cual construí mi presente y mi futuro.

DEDICATORIA

Este logro que hoy celebro está dedicado con profundo cariño a mi querida abuela, Jesús Galarza, quien a pesar de su delicada salud, ha sido mi faro de inspiración y fortaleza. En este trascendental camino que he recorrido como estudiante de ingeniería eléctrica, deseo reservar un lugar especial en mi corazón y en mis logros, como un tributo a su incansable apoyo y amor.

También quiero dedicar este logro a mis amados padres, este logro ha sido posible gracias a su inquebrantable amor, apoyo y sacrificio. Cada conocimiento adquirido, cada desafío superado, lleva su huella indeleble. Mi gratitud es eterna y mi deseo es que este éxito sea un reflejo de su amor y dedicación como padres. Siguen siendo mi inspiración y mi roca, y a través de mi futuro como ingeniero, llevaré su legado con orgullo y honor.

A ti, mi futura esposa, te llevo en cada paso de este camino de aprendizaje y crecimiento. Desde el inicio de esta travesía, he tenido presente que mi objetivo va más allá de ser un ingeniero; mi mayor anhelo es ser un esposo comprometido y amoroso para ti. Eres mi compañera en este viaje y en la vida, y cada esfuerzo que realizo lleva la promesa de construir un hogar lleno de amor y felicidad.

A mis queridos hijos por venir, quiero que sepan que mi empeño y dedicación en esta carrera están arraigados en el deseo de ser un padre ejemplar para ustedes. Cada lección aprendida, cada proyecto completado, es un paso hacia la formación de un futuro sólido y lleno de valores.

RESUMEN

El presente resumen describe un proyecto fotovoltaico que tiene como objetivo central proporcionar una solución energética sostenible y eficiente para la planta de tratamiento de aguas PTAR Ucubamba. Para alcanzar este propósito, se realizará un análisis exhaustivo de las condiciones climáticas y geográficas en la ubicación de la planta, con el fin de determinar el potencial energético disponible.

Basándose en el consumo energético de la PTAR a lo largo de un año completo, se procederá al dimensionamiento de un generador fotovoltaico de autoconsumo conectado a la red. La particularidad distintiva de este proyecto radica en su enfoque flotante, con la instalación diseñada para posicionarse sobre la laguna facultativa 1. Este enfoque no solo promueve la optimización del uso del suelo, sino que también refleja una aproximación ambientalmente responsable al utilizar una superficie de agua existente. La ocupación de 1.3 hectáreas de agua conlleva un ahorro significativo de suelo.

El impacto energético es notable, con un ahorro proyectado del 39.32 % de energía anual para la PTAR. La evaluación de la viabilidad del proyecto se llevará a cabo a lo largo de una vida útil estimada de 25 años, utilizando indicadores económicos clave como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Con un TIR superior al 12 %, este proyecto se muestra como una inversión financiera favorable a largo plazo.

Se anticipa que la recuperación de la inversión se logrará en un período estimado de 8.5 años, lo que resalta la solidez y el potencial económico del proyecto. En síntesis, este proyecto fotovoltaico combina la generación sostenible de energía con un enfoque innovador y rentable, contribuyendo de manera significativa a la eficiencia y la sostenibilidad de la planta de tratamiento de aguas PTAR Ucubamba.

ABSTRACT

As an electrical engineering thesis student, the following summary outlines a photovoltaic project with the primary objective of providing a sustainable and efficient energy solution for the PTAR Ucubamba wastewater treatment plant. To achieve this goal, a comprehensive analysis of the climatic and geographic conditions at the plant's location will be conducted to ascertain the available energy potential.

Based on the energy consumption of the PTAR over a full year, the sizing of a self-consumption photovoltaic generator connected to the grid will be undertaken. The distinctive feature of this project lies in its floating approach, with the installation designed to be positioned atop facultative pond 1. This approach not only promotes optimal land use but also reflects an environmentally responsible approach by utilizing an existing water surface. The occupation of 1.3 hectares of water entails significant land savings.

The energy impact is remarkable, with a projected annual energy saving of 39.32% for the PTAR. The assessment of project viability will be conducted over an estimated 25-year lifespan, utilizing key economic indicators such as Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). With an IRR exceeding 12%, this project demonstrates itself as a favorable long-term financial investment.

It is anticipated that investment recovery will be achieved within an estimated period of 8.5 years, underscoring the project's robustness and economic potential. In summary, this photovoltaic project synergizes sustainable energy generation with an innovative and profitable approach, contributing significantly to the efficiency and sustainability of the PTAR Ucubamba wastewater treatment plant.

PALABRAS CLAVES TEMÁTICAS

Fotovoltaico

Flotante

Red Eléctrica

Conectado a red

Autoconsumo

Índice general

1. Revisión de la literatura y fundamentos teóricos	6
1.1. Estado de Arte	6
1.1.1. Avance de los primeros sistemas FPV	6
1.1.2. Estudios e investigaciones referentes a los FPV	8
1.1.3. Estructuras de flotabilidad más comerciales.	9
1.2. Marco Legal en el Ecuador	10
1.3. Planta de aguas residuales PTAR de Ucubamba.	11
1.3.1. Tratamiento Preliminar	11
1.3.2. Tratamiento biológico	12
1.3.2.1. Lagunas Aireadas.	12
1.3.2.2. Lagunas Facultativas	12
1.3.2.3. Lagunas de maduración	12
1.4. Nivel de corrosión	12
1.5. Energía Solar	13
1.6. Radiación solar	14
1.6.1. Radiación solar directa	14
1.6.2. Radiación Solar Difusa.	14
1.6.3. Radiación Solar Reflejada.	14
1.6.4. Irradiancia	14
1.6.5. Irradiación	14
1.7. Orientación e inclinación del panel fotovoltaico	15
1.7.1. Latitud	15
1.7.2. Orientación	15
1.7.3. Inclinación	15
1.8. Sistema Fotovoltaico.	15
1.8.1. Sistema Fotovoltaico autónomo	15
1.8.2. Sistema Fotovoltaico conectado a la Red	16
1.8.3. Sistema Fotovoltaico Híbrido	17
1.9. Módulos fotovoltaicos	18
1.9.1. Tipos de módulos fotovoltaicos	19
1.9.1.1. Módulos monocristalinos	19
1.9.1.2. Módulos Policristalinos	19
1.9.1.3. Módulo de silicio amorfo	19
1.10. Sistemas fotovoltaicos flotantes	19
1.10.1. Componentes de un sistema FPV.	19
1.10.1.1. Estructura del Pontón	20
1.10.1.2. Sistema de anclaje y amarre.	20
1.10.1.3. Inversor	23
1.10.1.4. Cableado y caja de conectores	26
1.11. Medidor Bidireccional	26
1.12. Efecto refrigerante sobre los módulos.	26
1.12.1. Ventajas de la producción de energía PV frente a otras energías renovables.	27
1.12.2. Ventajas de la producción FPV sobre la PV.	27
1.12.2.1. Reducción del uso del suelo.	28

1.12.2.2. Limitación del efecto invernadero y albedo	28
1.12.2.3. Sistema híbrido y acoplamiento a las centrales hidroeléctricas.	28
1.12.2.4. Reducción de los costes energéticos específicos.	28
1.12.2.5. Instalación y desmantelamiento.	28
1.12.2.6. Ahorro de agua.	28
1.12.2.7. Refrigeración y seguimiento.	28
1.12.2.8. Control del medio ambiente.	29
2. Marco Metodológico	30
2.1. Cronología	30
2.1.1. Cuantificación de la meteorología.	30
2.1.2. Dimensionamiento del sistema FPV	30
2.1.3. Análisis económico	30
2.2. Descripción Técnica y Meteorológica de la instalación	30
2.2.1. Ubicación de la planta	30
2.2.1.1. Criterios de selección del cuerpo de agua.	31
2.2.2. Consumo Eléctrico de la planta	32
2.3. Descripción meteorológica de la planta	33
2.3.1. Climatología	34
2.3.2. Temperatura	34
2.3.3. Irradiación solar	37
2.4. Componentes de la instalación FPV	38
2.4.1. Sistema de flotación	38
2.4.1.1. Tipo de Flotador.	39
2.4.1.2. Ángulo del flotador.	40
2.4.1.3. Arreglo de los flotadores	43
2.4.1.4. Sistema de amarre y anclaje	43
2.5. Módulo fotovoltaico.	43
2.6. Inversor	44
2.7. Canalización y métodos de instalación	45
2.7.1. Canalizaciones instalación flotante	45
2.7.2. Canalizaciones de enlace strings – inversores	45
2.7.3. Canalizaciones entre inversores – Entrada del medidor	45
2.8. Cableado Eléctrico	45
2.8.1. Tramos característicos	46
2.8.2. Criterio de caída de tensión	46
2.8.3. Criterio térmico	46
2.8.3.1. Normativa ITC – BT - 06 de instalaciones expuestas directamente al sol	47
2.8.3.2. Normativa ITC – BT – 07 para redes subterráneas	47
3. Dimensionamiento del sistema FPV.	49
3.1. Potencia requerida para el generador FPV.	49
3.2. Dimensionamiento del Generador FPV	50
3.2.1. Inversores.	50
3.2.2. Delimitación de los paneles en serie y paralelo.	51
3.2.3. Configuración final de los módulos solares.	53
3.2.4. Potencia del Generador FPV	54
3.3. Dimensionamiento de la superficie requerida para el sistema.	55
3.3.1. Distanciamiento mínimo entre paneles	55
3.3.2. Superficie requerida para el sistema.	56
3.3.3. Compatibilidad con la laguna Facultativa 1.	58
3.4. Cálculo del cableado	60
3.4.1. Tramos característicos de la instalación.	60
3.4.2. Dimensionamiento por el criterio de caída de tensión	60
3.4.2.1. Tramo 1.1 Inter-conexionado en serie de los módulos solares.	61
3.4.2.2. Tramo 1.2. Conexión de las ramas al inversor	62

3.4.2.3.	Tramo 2. Conexión del inversor AC a la entrada del medidor.	62
3.4.3.	Dimensionamiento por el criterio térmico	63
3.4.3.1.	Tramo 1.1. y 1.2 a la interperie	63
3.4.3.2.	Tramo 2 subterráneo.	66
3.5.	Protecciones eléctricas	69
3.6.	Dimensionamiento de tierras.	72
3.7.	Rendimiento energético de la instalación FPV	72
3.7.1.	Pérdidas en el generador subvariable A	73
3.7.1.1.	Pérdidas por degradación de parámetros (A1)	73
3.7.1.2.	Pérdidas por acumulación de suciedad en los paneles (A2)	73
3.7.1.3.	Pérdidas por reflectancia (A3)	73
3.7.2.	Pérdidas en el tramo de corriente continua (B)	73
3.7.3.	Pérdidas en el tramo de corriente alterna (C)	73
3.7.4.	Pérdidas por disponibilidad (D)	74
3.7.5.	Pérdidas por eficiencia del inversor (E)	74
3.7.6.	Pérdidas por el MPPT seguimiento de máxima potencia del generador (F)	74
3.7.7.	Pérdidas por temperatura	74
3.7.8.	Performance Ratio	75
4.	Análisis Técnico - Económico	77
4.1.	Resultados de la producción fotovoltaica	77
4.1.1.	Valoración de la energía producida	77
4.1.2.	Producción simulada en PVGIS	78
4.1.2.1.	Resultado de la simulación	79
4.2.	Ahorro del sistema FPV	80
4.2.1.	Variación en la producción energética.	80
4.3.	Consumo energético solventado por generador FPV.	80
4.4.	Producción energética en la vida útil.	81
4.5.	Viabilidad del proyecto	82
4.5.1.	Cálculo de la inversión	83
4.5.2.	Vida Útil	83
4.5.3.	Costos de operación y Mantenimiento	84
4.5.4.	Costo nivelado de la Electricidad LCOE	84
4.5.5.	Flujo de Fondos	85
4.5.5.1.	Ingresos	85
4.5.5.2.	Depreciación	86
4.5.5.3.	Impuesto a la renta.	86
4.5.5.4.	Contribución a trabajadores.	86
4.5.5.5.	Valor de salvamento	86
4.5.6.	Valor actualizado neto	89
4.5.7.	Tasa interna de rendimiento	89
4.6.	Retorno de la inversión	90
5.	Conclusiones	92
6.	Recomendaciones	93
	Bibliografía	93
A.	Fichas Técnicas	98
	B. Potencia eléctrica instalada de los equipos de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR Ucubamba	112
	C. Ficha técnica de los transformadores de la PTAR Ucubamba	119

Índice de figuras

1.1. Mantenimiento de los paneles de las bodegas Far Niente [1].	7
1.2. Montaje de espejos y paneles por el grupo Scintec [1].	8
1.3. Estructura de flotabilidad de la empresa Ciel et Terre [2]	9
1.4. Diseño de la marca Stansol [1].	10
1.5. Estructura flotante de Isifloating[1].	10
1.6. Esquema básico de la Planta de Tratamiento de aguas residuales PTAR [3]	11
1.7. Irradiación Solar Globalizada Horizontal (GHI) Anual	13
1.8. Tipos de radiación [4]	14
1.9. Tipos de sistemas fotovoltaicos autonomos (a) sin almacenamiento de energía (b) con almacenamiento de energía [5].	16
1.10. Sistema Fotovoltaico conectado a la Red [5].	17
1.11. Sistema Fotovoltaico Híbrido [5].	18
1.12. Arreglos fotovoltaicos [6].	18
1.13. Componentes de un sistema fotovoltaico flotante conectado a la red [7]	19
1.14. Tipos de arreglos: (a) una pasarela por cada fila, (b) una pasarela por cada 2 filas y (c) una pasarela por cada 4 filas [8].	20
1.15. Anclaje al fondo mediante bloques [7].	21
1.16. Anclaje a la orilla [7].	21
1.17. Anclaje a pilotes [7].	21
1.18. Amarre rígido sumergido [9]	22
1.19. Amarre sumergido tensado [9]	22
1.20. Amarre sumergido en catenaria [9].	22
1.21. Amarre rígido en tierra [9].	23
1.22. Inversores monofásicos conectados a la red trifasica [10].	24
1.23. Inversor multicadena trifásico [10].	24
1.24. Inversor central trifásico [10].	25
1.25. Inversores trifásicos en paralelo[10].	25
1.26. Ganancia de potencia pico por metro cuadrado de las diferentes técnicas de enfriamiento [11].	27
2.1. Ubicación de la PTAR Ucubamba en Cuenca [12].	31
2.2. Localización del proyecto laguna facultativa de 13 Ha [12]	32
2.3. Consumo energético mensual de la planta en kWh	33
2.4. Altitud de la laguna de maduración 1 [13]	34
2.5. Ventana inicial de la base de datos GIS POWER[14].	35
2.6. Parametro climatologico de temperatura a 2 metros [14].	36
2.7. Diferencia entre la temperatura de Cuenca y la zona de la laguna facultativa 1.	37
2.8. Irradiación solar de la laguna facultativa 1	38
2.9. Cargas ambientales de ondas y viento que soporta la estructura de Ciel et Terre [8].	39
2.10. Cargas ambientales: corrosión y climas extremos que soporta la estructura de Ciel et Terre [8].	39
2.11. Flotadores de la marca Hydrelío [15].	39
2.12. Dimensiones del modelo de flotador Hydrelío aiR [15].	40
2.13. Ubicación en el sistema PVWATTS de PTAR Ucubamba [16].	41
2.14. Ingreso de datos con 12 grados de inclinación [16].	42

2.15. Arreglo de flotadores 1 pasarela por cada 4 filas de paneles solares.	43
2.16. Modelo del Panel policristalino ATERSA A-335P - 72 celdas [17].	44
3.1. Potencia del generador fotovoltaico con base a la irradiación y la demanda energética de PTAR Ucubamba.	50
3.2. Especificación de la Ficha técnica de FIMER PVS 120-TL [18].	51
3.3. Configuración del generador en conjunto con sus flotadores.	54
3.4. Representación de las variables de la separación mínima entre paneles [19].	55
3.5. Altura máxima del obstaculo.	55
3.6. Columna al contorno del generador[8].	56
3.7. Dimensiones del generador fotovoltaico con flotadores de adecuación.	58
3.8. Dimensiones laterales de la laguna facultativa 1 [12].	59
3.9. Ubicación referencial del proyecto en la laguna de facultativa 1	60
3.10. Conectores MC4 [20].	61
3.11. Conexión entre paneles solares - Cable externo [21].	62
3.12. Distancia entre los inversores y los medidores[12].	63
3.13. Cantidad de conductores que circulan por cada pasarela.	64
3.14. Intensidades admisibles para las secciones del tramo 1.1 y 1.2	65
3.15. Intensidad admisible para la sección del tramo 2	68
3.16. Diagrama Multifilar: Conexión de los inversores del 1 al 4	70
3.17. Diagrama Multifilar: Conexión de los inversores del 5 al 8	71
4.1. Cálculo de la energía producida por PV y FPV (kWh)	78
4.2. Simulación de la producción energética anual de un sistema PV y FPV	80
4.3. Ahorro de energía mensual.	81
4.4. Disminución de la eficiencia anual del modulo solar Atersa [22].	82
4.5. Evolución de costos, ingresos y flujos de caja.	91

Índice de tablas

1.1. Amarres existentes [23][9]	21
2.1. Promedio del consumo energetico anual de la PTAR Ucubamba	33
2.2. Temperatura promedio anual de la ciudad de Cuenca [24].	35
2.3. Temperatura promedio anual en la laguna facultativa[14].	36
2.4. Diferencia de temperatura entre la ciudad en general y la laguna facultativa.	37
2.5. Irradiación solar promedio en la laguna facultativa 1 [14].	38
2.6. Irradiación solar a 5° y 12° de inclinación	42
2.7. Ficha Técnica del Panel ATERSA A-335P de 335W - 72celdas [17].	44
2.8. Factores de corrección para cables agrupados a la interperie [25].	47
2.9. Factor de corrección en función de la temperatura ambiente [25].	47
2.10. Temperatura máxima en °C asignada al conductor [25].	47
2.11. Temperatura del terreno en relación a 25°C [25].	47
2.12. Resistividad térmica del terreno [25].	47
2.13. Número de conductores por canalización [25].	48
2.14. Profundidad de la canalización instalada [25].	48
3.1. Potencia requerida mensualmente	49
3.2. Factores del módulo A-335P GS	52
3.3. Rango de tensiones MPPPT del inversor FIMER PVS-120-1L	52
3.4. Rango de paneles en serie	53
3.5. Resumen de la configuración del generador FPV	54
3.6. Dimensiones finales de la superficie ocupada por el generador fotovoltaico.	57
3.7. Secciones del cableado calculadas por el criterio de caída de tensión.	63
3.8. Selección del factor de corrección F1.2	64
3.9. Selección del factor de corrección F1.3	65
3.10. Selección del factor de corrección F2.1 en función de la T del terreno	66
3.11. Selección del factor de corrección F2.2 en función de la resistividad del terreno	66
3.12. Selección del factor de corrección F2.3 en función del número de cables en la canalización subterránea	67
3.13. Selección del factor de corrección F2.4 en función de la profundidad de la canalización subterránea	67
3.14. Resumen del cableado final.	68
3.15. Protecciones integradas en el inversor FIMER en DC	69
3.16. Protecciones integradas en el inversor FIMER en AC	69
3.17. Temperatura mensual del módulo.	75
3.18. Pérdidas mensuales por temperatura	75
3.19. Rango del rendimiento energetico mensual de la instalación (PR).	76
4.1. Cálculo de energía producida por el sistema PV y FPV en $[kWh]$	78
4.2. Simulación en PVGIS: energía producida por el sistema PV y FPV en $[kWh]$	79
4.3. Diferencia de producción anual	80
4.4. Porcentaje de consumo cubierto por el sistema FPV.	81
4.5. Producción a lo largo de la vida útil del proyecto	82
4.6. Inversión inicial	83

4.7. LCOE del proyecto considerando una tasa de descuento del 12% y una tasa de inflación del 0.09%	85
4.8. Calculo del precio referencial de energía	86
4.9. Flujo de efectivo desde el año 0 al año 8	87
4.10. Flujo de efectivo desde el año 9 al año 17	87
4.11. Flujo de efectivo desde el año 18 al año 25	88
4.12. Desarrollo del valor actual neto del proyecto.	89
4.13. TIR calculado del proyecto	90
4.14. Flujo de caja acumulado	90

Introducción

El calentamiento global, la prosperidad económica mundial, y el rápido crecimiento poblacional son problemas generales que necesitan de una respuesta inmediata. Por otro lado, los recursos hídricos también se están agotando a nivel regional y mundial, siendo uno de los más significativos problemas del cambio climático. La creciente demanda energética ha motivado a los gobiernos a optar por las energías de origen limpio o energías renovables para solventar el problema del calentamiento global, siendo los sistemas fotovoltaicos (PV) uno de los más implementados a nivel mundial.

El principal limitante de los PV se origina en la cantidad de superficie terrestre requerida, el precio de las tierras para los gobiernos y la poca prestación de los terrenos para su implementación. Un sistema fotovoltaico flotante (FPV) es instalado sobre masas de agua que tienen grandes dimensiones donde son emplazados los paneles solares flotantes, mientras que solo se necesita de una pequeña superficie terrestre para realizar las conexiones al transformador y a la red.

La ubicación geográfica de la ciudad de Cuenca, muy cerca de la línea ecuatorial la convierte en privilegiada en lo que hace referencia a niveles de irradiación para ser aprovechados por las fuentes de energía renovables. La regulación ARCERNNR 001-2021 que entró en vigencia hace dos años motiva en gran manera a migrar hacia instalaciones de energía renovable debido a las ventajas que esta presenta para uso corporativo.

En una zona que no contiene una gran cantidad de superficie terrestre, la amplia superficie de las lagunas de maduración de la planta de aguas residuales PTAR Ucubamba no son empleadas con otros fines más que el almacenamiento y limpieza de las aguas, por lo que pueden ser fácilmente aprovechadas para el diseño de un FPV sin presentar molestias o comprometer el objetivo que tienen las lagunas. .

El presente trabajo se enfoca en dimensionar un sistema FPV en las lagunas de maduración de la planta de aguas residuales PTAR Ucubamba y hacer un análisis técnico-económico del mismo. Durante la elaboración del trabajo se elaborará un análisis de la información bibliográfica sobre la situación actual de este tipo de instalaciones y se indicará la metodología implementada para el dimensionamiento de la instalación.

Problemática

Antecedentes

El tema de las plantas fotovoltaicas flotantes inicia en la construcción de una de ellas en Aichi, Japón en el año 2007, por un grupo de investigadores del Instituto Nacional de Ciencia y Tecnología Avanzadas, financiado por el Ministerio de Medio Ambiente de Japón. Esta central aporta con una potencia instalada de 12 kW, cuyo objetivo fue introducir el concepto y realizar un análisis del efecto que tenía la temperatura en el rendimiento del sistema [19].

A raíz de este estudio, hasta el año 2013 se crearon un total de 19 instalaciones en todo el mundo, muchas de las cuales fueron optimizadas en embalses de agua, por empresas cuya prioridad era conservar la mayor cantidad de líquido posible, puesto que este es un recurso indispensable dentro de su cadena de producción [26].

Siguiendo con la investigación de los beneficios de la instalación de los FPV, un estudio realizado por la Universidad Politécnica de Valencia en conjunto con la empresa CELEMIN ENERGY [27], reveló qué, si se llegase a cubrir el área total del embalse, la planta fotovoltaica flotante generaría una gran fuente de ingresos económicos a la empresa además de reducir pérdidas de agua por evaporación.

A nivel mundial, los PSFF son implementados principalmente en países asiáticos, donde se originaron, seguidos por países de Europa, Oceanía, África y Norteamérica. Por último y en menor cantidad, en países latinos como Colombia, Argentina, Chile y Brasil, donde han dado buenos resultados en las aplicaciones de minería, embalses para riego, reservorios y en la industria del vino. Sin embargo, a la fecha, en Ecuador no se conocen muchos proyectos que utilicen esta tecnología [19].

Justificación

Los sistemas fotovoltaicos flotantes son el presente de las energías renovables, debido a que las instalaciones eólicas y fotovoltaicas convencionales requieren de una superficie considerable de terreno. Esto repercute en la búsqueda de nuevas alternativas, sobre todo en aquellos países que no tienen grandes cantidades de terreno disponible. Llegando a emplear cuerpos de agua que no están siendo aprovechados como superficie receptora de energía.

En Ecuador actualmente no existen instalaciones fotovoltaicas flotantes, aun cuando poseen grandes ventajas, considerando la gran cantidad de recurso hídrico que se tiene y los niveles de radiación en puntos estratégicos, tales como en la ciudad de Cuenca, donde existe además un gran espacio hídrico para la implementación del sistema, en las lagunas de la planta de aguas residuales PTAR de Ucubamba. Es importante considerar que el recurso hídrico no se verá afectado, si no que al contrario, el nivel de evaporación disminuirá, además de que se conoce que los FPV son de gran ayuda para evitar el

crecimiento de algas y demás entes que puedan contaminar el agua en la fase de las lagunas de maduración.

Objetivos Generales y específicos

Objetivo General

Estudiar la factibilidad y dimensionar un sistema fotovoltaico flotante en la planta de aguas residuales PTAR de Ucubamba.

Objetivos específicos

- Recopilar información acerca de la ubicación, demanda eléctrica, y demás características de la planta de tratamiento de aguas PTAR de Ucubamba.
- Estudiar las variables meteorológicas y geográficas de la localización de la planta de tratamiento de aguas PTAR de Ucubamba.
- Dimensionar el sistema de paneles fotovoltaicos flotantes en función del área de la laguna.
- Hacer un análisis técnico - económico del proyecto.

Capítulo 1

Revisión de la literatura y fundamentos teóricos

1.1. Estado de Arte

1.1.1. Avance de los primeros sistemas FPV

Los FPV tienen su inicio en la construcción de la primera planta de FPV en Aichi, Japón en el año 2007, realizado por el grupo de investigaciones del Instituto Nacional de Ciencia y Tecnología Avanzadas, financiado por el Ministerio de Medio Ambiente de Japón. La central aporta con una potencia instalada de 12 kW. La finalidad de la central fue introducir el concepto y realizar un análisis del efecto que tenía la temperatura en el rendimiento del sistema [19].

Basados en los estudios realizados en Aichi, las Bodegas Far Niente contratan a la empresa SPG Solar para instalar el primer FPV en el año 2008 en el estado de California, Estados Unidos. Su instalación fue realizada con un total de 994 paneles montados en 130 pontones flotantes, con pasillos que faciliten el acceso al mantenimiento. La potencia generada por el sistema se fija en los 175 kW [1]. Un segundo proyecto de la empresa SPG Solar se lleva a cabo paralelamente durante el mismo año en Gundlach Bunchu, ubicado también en California, donde se realiza una instalación con un menor número de módulos, y una potencia nominal de 30 kW [26].



Figura 1.1: Mantenimiento de los paneles de las bodegas Far Niente [1].

En el año 2009 se construye el proyecto de Bubano en Italia, el cual implementó la capacidad de soportar la condensación del agua y la nieve en los sistemas de flotación fotovoltaicos [1].

El próximo avance en el estudio de paneles flotantes se da durante el año 2010, un sistema de Concentración de Enfriamiento de Seguimiento Flotante FTCC, implementado en una bodega de Suvereto, Italia, fue llamado Petra's Winery [19]. y consistía en un sistema que mediante mecanismos tenía la capacidad de dar seguimiento a la luz solar recibida por la matriz. Fue diseñado y construido por Terra Moretti Holdings, sin embargo, es el grupo de Investigación de Scienza Industria Tecnologia (SCINTEC) el encargado del sistema de seguimiento [26][1].

El diseño realizado por Trapani y Millar sobre una matriz de película delgada flexible comparó el rendimiento de un FPV con PV, registrando una mejora del 5% en el rendimiento eléctrico debido al enfriamiento que se genera debido a la proximidad con el agua [28].

Para el año 2011 el grupo SCINTEC, en el Lago de Colignola avanzan en el campo de los paneles fotovoltaicos flotantes, instalando un prototipo con espejos colocados a 60° y -60° que reflejan los rayos solares hacia los paneles, los cuales al recibir una mayor cantidad de irradiación solar tienden a aumentar su temperatura de operación, esta condición es contrarrestada con el efecto de enfriamiento propio de los FPV [1]. Este prototipo significó un aumento en el rendimiento de entre 60% a 70% en comparación con un PV instalado de forma convencional en tierra firme [26]. En la Figura 1.2 se puede apreciar el montaje de los espejos SCINTEC.



Figura 1.2: Montaje de espejos y paneles por el grupo Scintec [1].

La empresa líder en el mercado referente a los FPV Ciel et Terre se crea en el año 2011. Incluye entre sus más de 180 proyectos a la mega planta de energía solar flotante de Japón en el año 2013 [1], el proyecto provee una potencia de 1.15 MW siendo uno de los más grandes a nivel mundial [26].

1.1.2. Estudios e investigaciones referentes a los FPV

Trapani y Redon Santafe realizan una investigación de varias instalaciones de FPV a nivel mundial durante los años 2007 a 2013 llegando a proponer FPV basados en película fina para sitios marinos y lacustres de gran tamaño [26]. Por otra parte, Sahu revisa una totalidad de 30 proyectos FPV y proyectos fotovoltaicos en canales, destacando los múltiples desafíos y beneficios de estos proyectos. El estudio a su vez hace una revisión a los encapsulados necesarios para los sistemas FPV que pueden enfrentar congelamiento de la superficie en la que se encuentran asentados [29].

En el 2018 un estudio estimó un aproximado del 25 % de la demanda eléctrica en todo el globo puede ser solventada si tan solo se cubriera el 1% de la superficie del agua con FPV.[30].

La investigación para desarrollar tecnologías FPV innovadoras y adaptables se han llevado a cabo en varios centros a lo largo de los últimos años. En ese sentido Ferrer – Gisbert et al, en el año 2013, desarrollaron un sistema FPV para cubrir embalses agrícolas con un módulo flotante de polietileno [27]. Ranjbarana en el año 2019 aporta con su investigación enfocada a contribuir en el diseño eléctrico y la distribución de los paneles FPV, temática que no se considera en otros estudios al ser más enfocados a la estructura mecánica y los impactos ambientales [31]. Por otra parte, Cazzaniga realiza un estudio sobre los sistemas de balsa y el diseño de instalaciones FPV para mejorar el rendimiento, un estudio más mecánico que se enfoca en técnicas de concentración, refrigeración y seguimiento [32].

Un reciente estudio por parte de Hammoumi en Marruecos, abordó las posibilidades de los sistemas FPV en el país, analizando la eficiencia de generación del banco de pruebas flotante[33]. Dörenkämper realiza una investigación sobre el efecto de enfriamiento en las zonas climáticas de Singapur y Holanda con una comparación de datos en campos de prueba [34]. Al sur de Australia se realizó un estudio que explora la posibilidad de integrar sistemas FPV en plantas de tratamiento de aguas residuales [35]

En la región latinoamericana y del caribe también se han llevado a cabo estudios importantes en los últimos años. Sulaeman en el año 2021 realiza un estudio sobre la aplicación de sistemas FPV en las hidroeléctricas de la cuenca Amazónica de Brasil como un sistema híbrido, llegando a concluir que la misma puede aumentar la confiabilidad general del sistema al minimizar la reducción de la carga y el aumentar la flexibilidad de operación al despachar la energía generada [36]. Por otra parte, Rodrigues y Ramalho publican en el año 2020 la simulación realizada en un embalse tropical ubicado al noreste

de Brasil, para evaluar el potencial que tiene la instalación de la energía fotovoltaica flotante. A la par realiza un análisis de recuperación de la inversión que debe aportarse para la construcción del sistema, el cual se consigue en su totalidad en 8 años [28]. Alcántara realiza un trabajo de fin de masterado en el año 2018, el cual consiste en un estudio técnico – económico de un sistema FPV en el embalse de Tavera, Republica Dominicana. En su estudio se detalla el análisis y el diseño técnico, los impactos ambientales y a su vez realiza una evaluación económica de la instalación del proyecto [19].

Lo que lleva a la deducción que se realizan estudios basados en la ubicación geográfica y en diferentes condiciones a lo largo de todo el mundo que están dando frutos y motivan al avance investigativo del campo de los sistemas FPV.

1.1.3. Estructuras de flotabilidad más comerciales.

La empresa Ciel et Terre integra un diseño que se ve aventajado debido a su fácil instalación de montaje, esto debido a que se trata de módulos individuales hechos de polietileno de densidad muy alta. Este diseño de estructura flotadora ha sido implementado en innumerables proyectos de plantas fotovoltaicas flotantes por su facilidad comercial y variedad de modelos. Los modelos que presenta la empresa tienen diferentes ángulos de inclinación para adaptarse a la región en la que se busque implementar en función de sus necesidades. La principal desventaja de esta marca es que al ser bastante ligera se expone a ser dañada por las condiciones climáticas de cada región, seguido de que es difícil implementarlo para un seguimiento solar [1]. En la Figura 1.3 se aprecia la estructura de flotabilidad de la empresa Ciel et Terre.

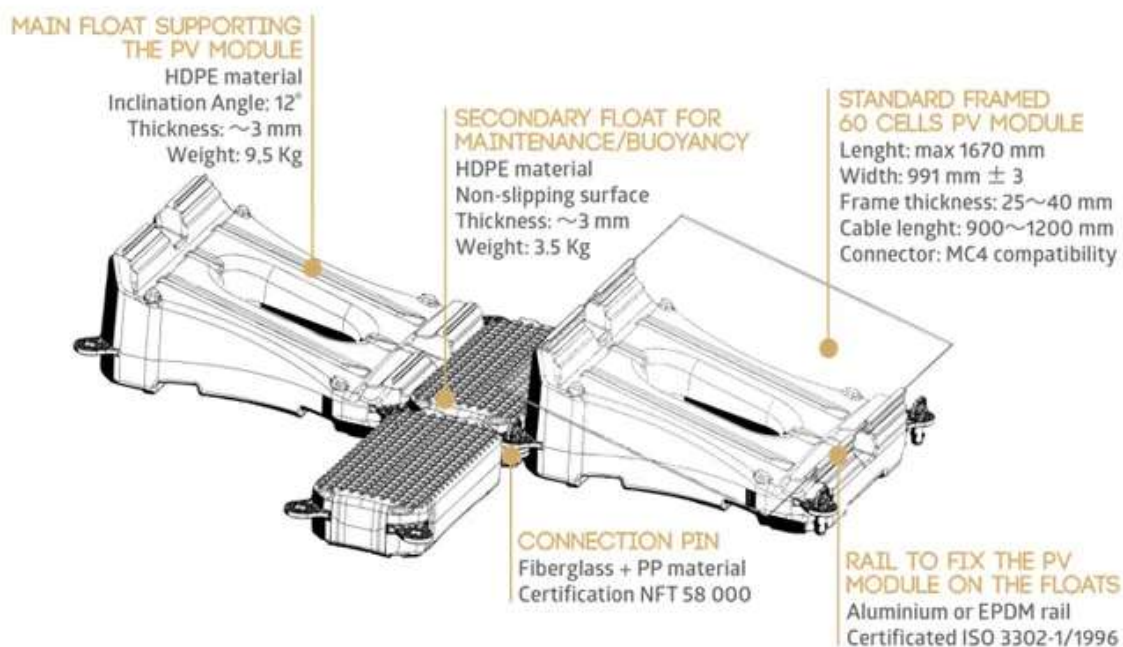


Figura 1.3: Estructura de flotabilidad de la empresa Ciel et Terre [2]

La empresa vasca Stansol presenta su sistema para instalaciones fotovoltaicas en enero del año 2018. El sistema permite adaptar el ángulo de inclinación necesario para las diferentes localidades en las que se deba implementar debido a la estructura que soporta a los paneles. Esta estructura busca contrarrestar el efecto de corrosión haciendo uso de una maleabilidad del acero y aluminio, con lo se genera un aumento del periodo de vida. La principal desventaja de la marca se da en el factor económico, debido a que al implementar este nuevo material el costo también aumenta en función de las estructuras que solo usan polímeros [1]. El diseño de la marca Stansol se visualiza en la Figura 1.4.

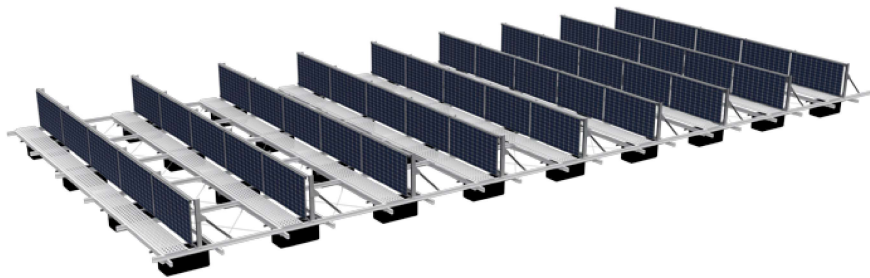


Figura 1.4: Diseño de la marca Stansol [1]

En España, la empresa Isigenera patenta el sistema de flotación de nombre Isifloating. El diseño está elaborado a base de polietileno de alta densidad con un diseño apilable y desmontable, siendo esta la característica principal del sistema y su principal ventaja al momento del transporte y almacenaje. Su montaje y desmontaje se puede realizar con herramientas de uso convencional. El diseño presenta 5° de inclinación precisando una baja resistencia al viento [1]. El flotador implementado por la empresa Isigenera se visualiza en la Figura 1.5.

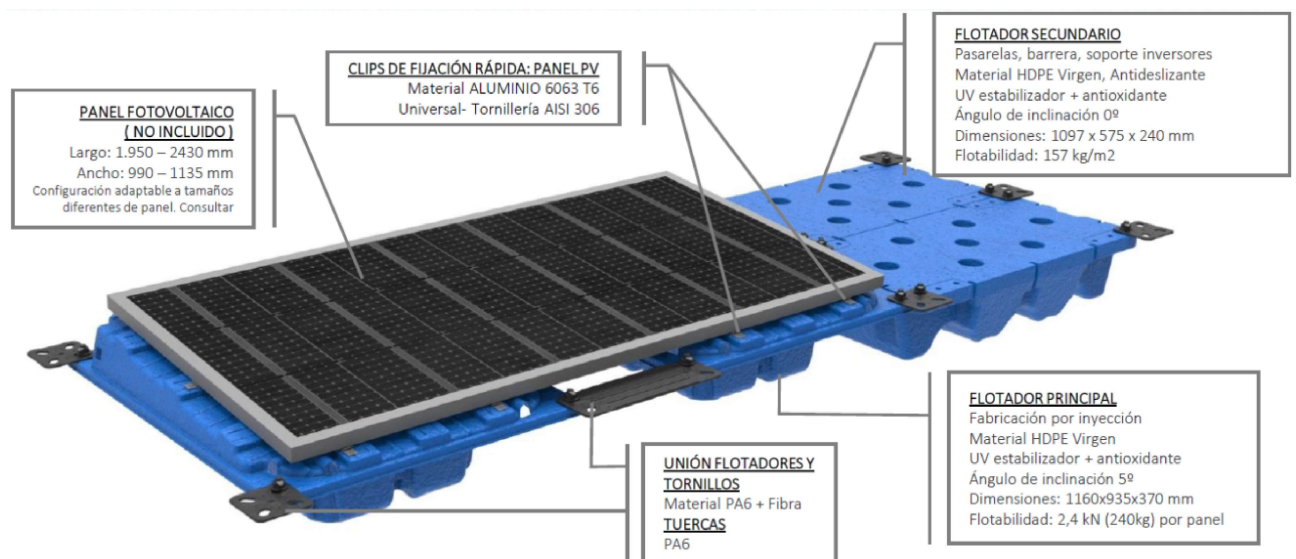


Figura 1.5: Estructura flotante de Isifloating[1].

1.2. Marco Legal en el Ecuador

Con base a la regulación ARCERNR 001 – 2021 que está vigente desde abril del año 2021, se puede instalar paneles solares en casas o empresas para generar energía eléctrica de autoconsumo. Indica que la legalización del sistema, debe realizarse en conjunto con la distribuidora energética de la región, en el caso de la ciudad de Cuenca la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, la cual evaluará los parámetros técnicos previo a la aprobación [37].

Se contempla el sistema de balance neto, por lo que la empresa implementará medidores bidireccionales, dando mayor viabilidad a los proyectos fotovoltaicos. La normativa impone un limitante de 1 MW de potencia instalada para uso corporativo y 100 kW para uso residencial. El convenio con la empresa eléctrica dura 25 años, renovables y permite utilizar espacios que no necesariamente deben estar en el predio de operación para el montaje de paneles solares [37].

1.3. Planta de aguas residuales PTAR de Ucubamba.

La planta de tratamiento de aguas residuales PTAR se encuentra ubicada al noreste de la ciudad de Cuenca, paralelo a la Panamericana Norte en el Km 5/2 y perpendicular a la vía a Paccha, entre la Calle Pucuhaycu y la Calle de Cunturloma frente al parque lineal Ucubamba con coordenadas georreferenciadas 2°52'07.0"S 78°56'23.6"W. Entró en funcionamiento en el año de 1999 durante el mes de noviembre y se estima su vida útil hasta el año 2030 [38]. Tiene como objetivo interceptar y tratar a las aguas residuales que atraviesan la ciudad de Cuenca, para quitar la contaminación y devolverlas al medio ambiente en un estado más aceptable.

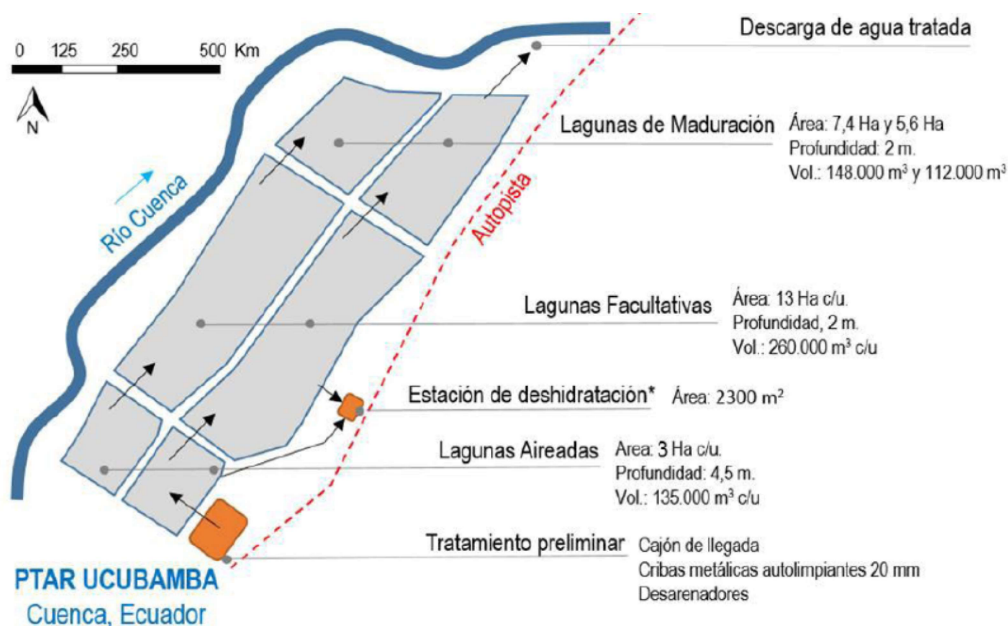


Figura 1.6: Esquema básico de la Planta de Tratamiento de aguas residuales PTAR [3]

La planta es perteneciente a la Empresa Pública Municipal de Telecomunicaciones, Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento de Cuenca ETAPA, consta de una estructura de tratamiento preliminar y otro biológico.

1.3.1. Tratamiento Preliminar

El tratamiento preliminar tiene las siguientes finalidades:

1. Reducir el caudal de ingreso a la planta, funcionando como un rompe presión.
2. Estancar y vaciar los desechos solidos con tamaños superiores a 20 milímetros.
3. Retener y evacuar material o elementos arenosos con diámetros superiores a 0,2 milímetros.

En conjunto busca filtrar la mayor cantidad de desechos sólidos, para dejar pasar solamente las aguas residuales con la finalidad de que sea desinfectado aguas abajo. El tratamiento preliminar está conformado por las siguientes estructuras:

- Cajón de llegada – By Pass
- Compuerta de admisión.
- Cribas mecánicas autolimpiantes - Deflectores de caudal – Desarenadores – Transportador de arena.

1.3.2. Tratamiento biológico

El tratamiento biológico está compuesto por 3 lagunas de estabilización: lagunas aireadas, lagunas facultativas y lagunas de maduración.

1.3.2.1. Lagunas Aireadas.

Las lagunas aireadas constituyen el inicio del tratamiento biológico y deben su nombre a la aeración artificial lograda por los aereadores flotantes. El objetivo de estas lagunas es equiparar el material orgánico soluble de retención en poco tiempo para no sobrecargar la siguiente unidad, además de que se mantienen condiciones aeróbicas que permiten la asimilación del material soluble en biomasa, consiguiendo separar los sólidos y reduciendo la carga orgánica [39]. Las dimensiones de las lagunas aireadas observa en la Figura 1.6.

1.3.2.2. Lagunas Facultativas

Se encuentran a la mitad del tratamiento biológico, recibiendo las aguas que arrojan las lagunas aireadas. Está conformado por 3 zonas: aerobia superficial, facultativa intermedia y la zona anaerobia, siendo la última en la cual se acumulan lodos. La misión de estas lagunas es: acumular y equiparar sólidos biológicos de las lagunas aireadas, mantener una biomasa de algas unicelulares en la parte superior de la laguna por medio de una adecuada carga orgánica y balance de oxígeno, llegar a condiciones que faciliten la mortalidad bacteriana, y garantizar la remoción de nematodos intestinales perjudiciales para la salud [39]. Las dimensiones de las lagunas facultativas se aprecian en la Figura 1.6, donde se aprecia que cada una de las lagunas tiene 13 Ha cada una.

1.3.2.3. Lagunas de maduración

Las lagunas de maduración se encuentran ubicadas en el tercer lugar de la serie de tratamiento biológico. En este nivel se evita la llegada de sólidos, a excepción de una pequeña cantidad de algas unicelulares, las cuales no acumulan lodo. La finalidad de estas lagunas es similar a las facultativas, a diferencia de que esta busca eliminar a los desechos sobrantes de los procesos anteriores, evitando a su vez la acumulación de lodos en el lecho de la misma [39]. PTAR de Ucubamba tiene un total de 2 lagunas de maduración, la superior con un área de 7,4 Ha y la inferior con 5,6 Ha, ambas de 2 m de profundidad. Estas dimensiones se visualizan en la Figura 1.6.

Por último, para la salida del agua se consta de una estructura de desfogue, la cual traslada las aguas residuales tratadas al Rio Cuenca, para que pueda ser utilizada en agricultura, generación eléctrica, recreación u otros fines [40]. Esto evidencia en la Figura 1.6.

1.4. Nivel de corrosión

El nivel de corrosión de las estructuras de acero se evalúa según la norma ISO 12944 [41], la cual categoriza la corrosividad del ambiente en siete niveles, dependiendo de la exposición de la estructura:

- C1: Entorno muy bajo (Interiores secos con baja contaminación).
- C2: Entorno bajo (Interiores no climatizados, áreas con baja contaminación).
- C3: Entorno moderado (Interiores con humedad o contaminación atmosférica).
- C4: Entorno industrial urbano (Áreas industriales y urbanas con contaminación atmosférica, alta humedad y presencia de gases y vapores corrosivos).

- C5-I: Entorno marino industrial (Zonas industriales cercanas al mar, alta salinidad y humedad marina).
- C5-M: Entorno marino urbano (Zonas urbanas cercanas al mar, alta salinidad y humedad marina).
- CX: Entorno especial (Espacios con contaminación química extrema). Estos niveles de corrosión son esenciales para seleccionar adecuadamente los sistemas de protección contra la corrosión y garantizar la durabilidad de las estructuras de acero en función de las condiciones ambientales específicas en las que se encuentran expuestas.

1.5. Energía Solar

La energía solar es un tipo de energía alternativa proveniente del sol, considerado como una fuente abundante e inagotable. El sol produce una reacción termo nuclear en su interior, causando la fusión de dos núcleos de hidrogeno en uno de helio, obteniendo una gran cantidad de radiación electromagnética y calor. Se estima que del 100% de la energía que es proveída por el sol y es receptada por la tierra un 30% es regresado al espacio, el otro 70% es absorbido en forma de radiación por el agua, nubes y la superficie terrestre [42].

Para la conversión de energía solar en electricidad, se emplean celdas fotovoltaicas, también llamadas celdas solares, que hacen de transductor para el sistema fotovoltaico, y funcionan como un diodo semiconductor, con la capacidad de generar un voltaje y una densidad de corriente [43].

El Ecuador tiene una ubicación preferencial para el aprovechamiento de energía fotovoltaica al encontrarse en una zona perpendicular al sol [5].

De acuerdo con la Figura 1.5 la región insular y la sierra ecuatoriana gozan de altos índices de irradiación solar globalizada horizontal (GHI). Siendo Cuenca una ciudad ubicada al sur del país, se observa que tiene una irradiación de al menos $5,1 \text{ kWh/m}^2\text{día}$.

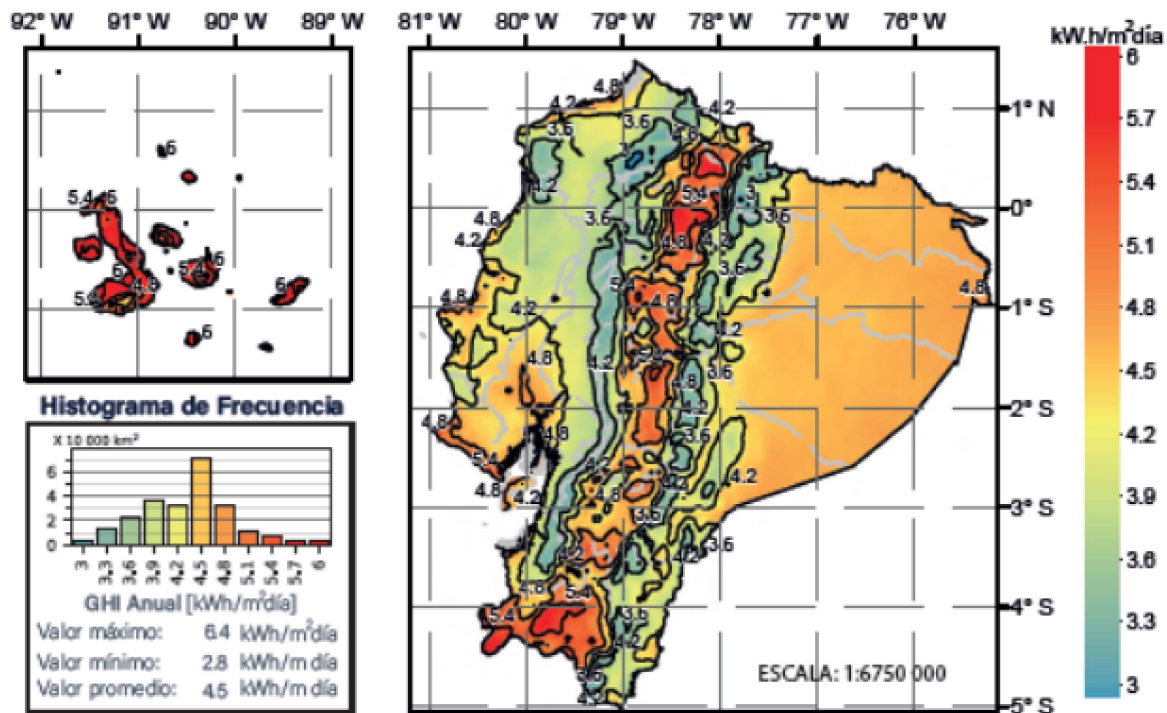


Figura 1.7: Irradiación Solar Globalizada Horizontal (GHI) Anual

1.6. Radiación solar

La radiación solar hace referencia al flujo de energía que llega a la tierra en forma de ondas electromagnéticas, emitidas desde el Sol hacia el exterior de forma radial en todas direcciones. Los factores como la altitud, la hora del día, la inclinación, el clima, entre otros, causan variaciones en la radiación [42].

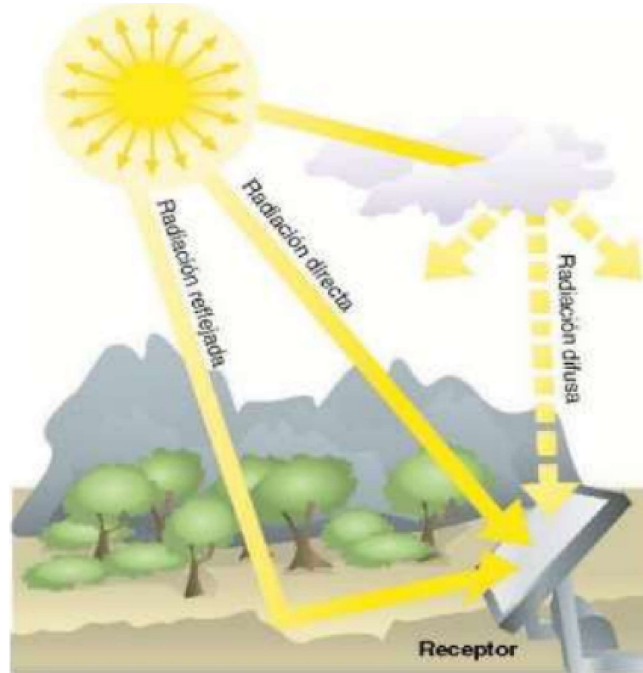


Figura 1.8: Tipos de radiación [4]

1.6.1. Radiación solar directa

Producida desde el sol, es el flujo de energía que incide de forma directa en la tierra [4].

1.6.2. Radiación Solar Difusa.

Se trata del reflejo de la radiación solar generado en fenómenos de reflexión o refracción que se encuentran en la atmósfera terrestre, como son las nubes, o polvos circundantes de diferente tipo [42].

1.6.3. Radiación Solar Reflejada.

Es el flujo de energía que se refleja en la superficie terrestre, siendo dependiente del coeficiente de reflexión de ciertas áreas [4].

Vease la Figura 1.8.

1.6.4. Irradiancia

La magnitud utilizada para medir potencia incidente a causa de la radiación por unidad de superficie es la irradiancia. Su unidad de medida es vatios por metros cuadrados W/m^2 [6] [44].

1.6.5. Irradiación

La magnitud utilizada para medir energía incidente a causa de todo tipo radiación solar por unidad de superficie es la irradiación. Su unidad de medida es vatios hora por metros cuadrados Wh/m^2 [44].

1.7. Orientación e inclinación del panel fotovoltaico

El rendimiento de un sistema fotovoltaico varía en función de la trayectoria del sol y de los ángulos de posicionamiento de los módulos solares. Dichos ángulos son los que rigen la orientación e inclinación de un panel solar con el fin de alcanzar la perpendicularidad con la luz solar incidente. Dependiendo de su ubicación, el posicionamiento de un panel debe variar para encontrar un buen rendimiento [4].

1.7.1. Latitud

La latitud es la coordenada geográfica que hace referencia a la distancia angular entre la línea ecuatorial y una ubicación específica, medido desde el meridiano en el que se encuentre. La línea ecuatorial divide al globo terráqueo en el hemisferio norte y sur.

Al tratarse de una distancia angular, la latitud en el Ecuador es de 0° y va aumentando hasta el máximo valor de 90° en el polo norte, y reduciéndose al mínimo en el polo sur con -90° [44].

Se conoce que la incidencia de la radiación se reduce a medida que la latitud aumenta.

1.7.2. Orientación

La orientación de un panel solar está ligada a su ángulo acimut. El acimut especifica la desviación angular que tiene un módulo solar con respecto al meridiano en el que se encuentra ubicado, dependiendo su hemisferio este ángulo será considerado desde el sur o desde el norte, de manera que el panel siempre se encuentre de cara al Ecuador [4]. Cabe recalcar que el ángulo acimut es positivo cuando se considera en sentido horario y negativo en antihorario [6].

1.7.3. Inclinación

El ángulo de inclinación está considerado entre la superficie terrestre y el módulo solar, teniendo cero grados cuando se encuentra paralelo a la superficie terrestre y 90 grados cuando se encuentra en forma vertical. Durante el día el sol llega a cambiar su posición lo cual conlleva a que la inclinación óptima para un módulo solar sea variable [44]. Ochoa en el año 2021 concluyó que la inclinación adecuada del panel para la ciudad de Cuenca es de 15° [45].

1.8. Sistema Fotovoltaico.

El sistema fotovoltaico PV es el conjunto de componentes electrónicos que cumplen funciones específicas para suministrar la demanda de energía eléctrica requerida en determinado momento [45]. De acuerdo con la configuración de el sistema se puede identificar tres clasificaciones de sistemas fotovoltaicos:

- Sistema Fotovoltaico autónomo
- Sistema fotovoltaico conectado a la red
- Sistema Fotovoltaico Híbrido

1.8.1. Sistema Fotovoltaico autónomo

Un sistema fotovoltaico autónomo también conocido como aislado, es aquel que únicamente se encuentra suministrado por la energía solar. Este sistema a su vez pueden subclasificarse en sistemas con y sin acumulación, dependiendo de si el mismo cuenta con baterías de almacenamiento de energía o si únicamente se encuentra conectado a la carga. Al utilizar baterías es necesario el incluir reguladores de carga, que interrumpen los módulos fotovoltaicos cuando las baterías ya se encuentran con carga [5]. En la Figura 1.9 se puede observar (a) un sistema fotovoltaico autónomo sin acumulación y (b) un sistema fotovoltaico autónomo con acumulación y conexión de cargas tipo AC y DC.

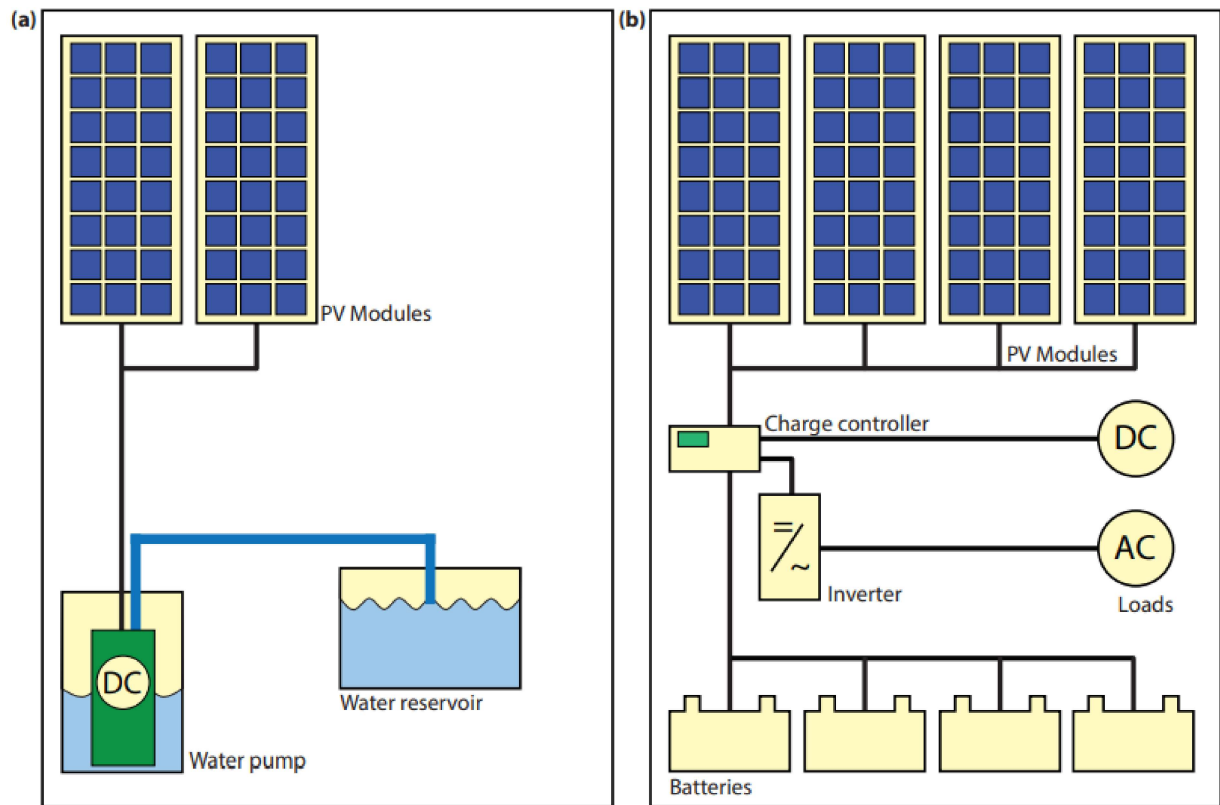


Figura 1.9: Tipos de sistemas fotovoltaicos autónomos (a) sin almacenamiento de energía (b) con almacenamiento de energía [5].

1.8.2. Sistema Fotovoltaico conectado a la Red

Los sistemas conectados a la red convierten el voltaje tipo DC suministrado por los paneles solares a voltaje tipo AC, y se conectan al tablero de distribución o medidor bidireccional del domicilio. De manera que la energía fotovoltaica es entregada a la red en momentos en los que se genere una gran cantidad de energía fotovoltaica, y en momentos de escasez, se adquiere energía de la red, creando un balance que se puede asimilar a un mini generador [5]. En la Figura 1.10 se puede ver un esquema de este tipo de sistema.

Existen sistemas conectados a la red que utilizan baterías de almacenamiento, incluso en otros países es un requerimiento obligatorio para la estabilización de la red eléctrica.

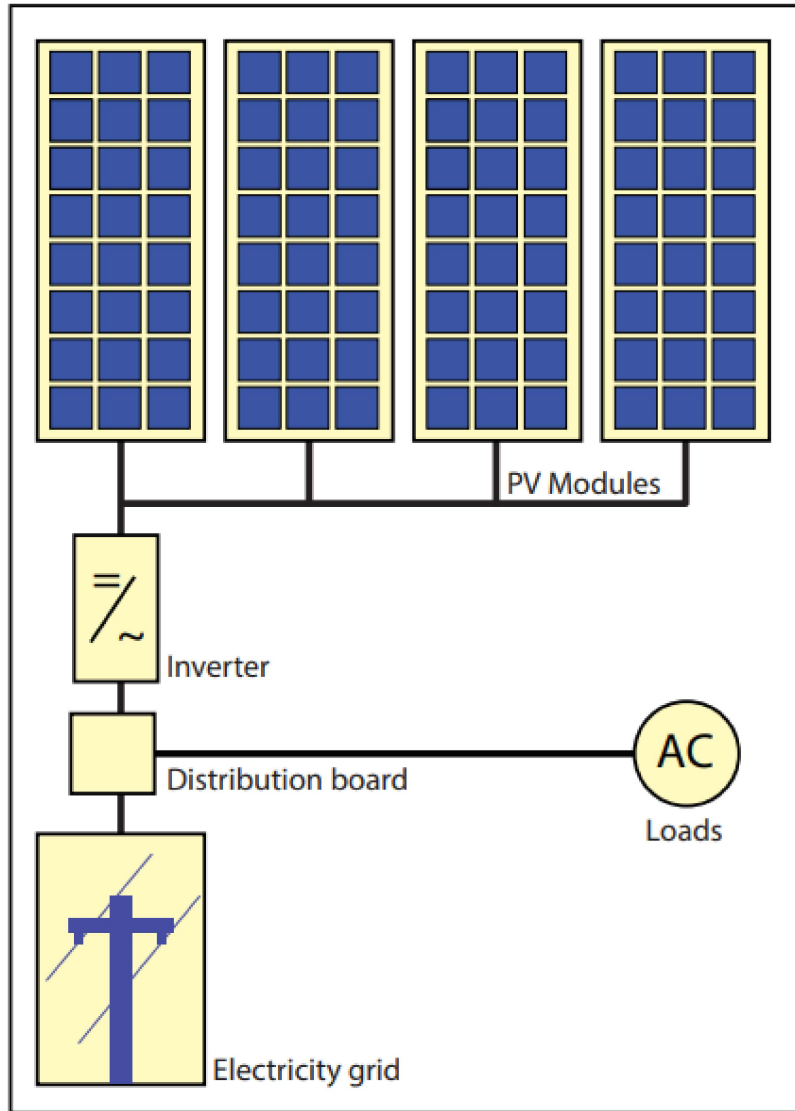


Figura 1.10: Sistema Fotovoltaico conectado a la Red [5].

1.8.3. Sistema Fotovoltaico Híbrido

Los sistemas híbridos hacen referencia al complemento de un sistema fotovoltaico con otro sistema de generación de tipo renovable o no renovable, de manera que siempre esté abastecida la carga[5]. Por ejemplo la unión de un sistema fotovoltaico con un generador diesel como se muestra en la Figura 1.11. La desventaja es el costo de instalación y la complejidad del control de estos sistemas [45].

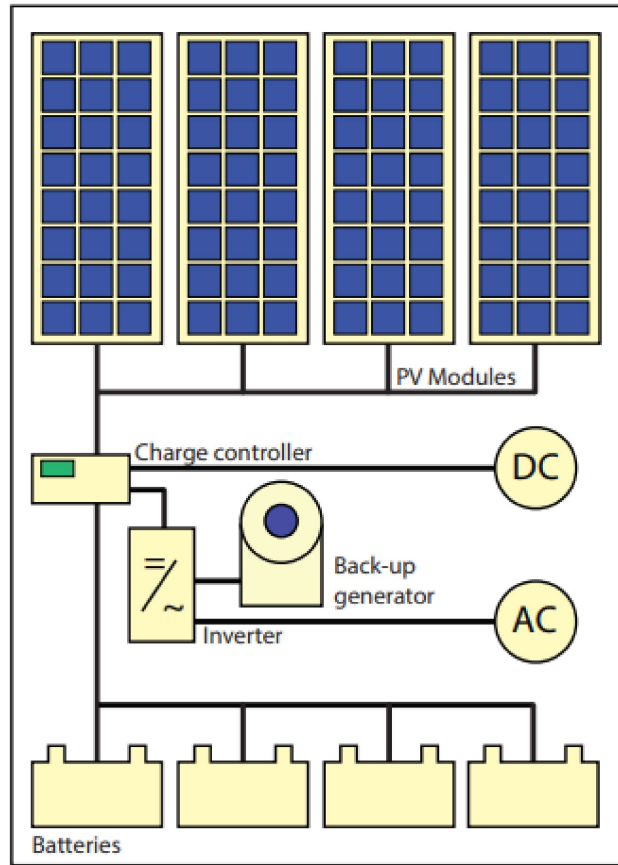


Figura 1.11: Sistema Fotovoltaico Híbrido [5].

1.9. Módulos fotovoltaicos

Se considera módulo fotovoltaico al conjunto de celdas interconectadas entre sí; en serie o paralelo, para aumentar o atenuar su voltaje y corriente a los valores requeridos según el número de celdas [6].

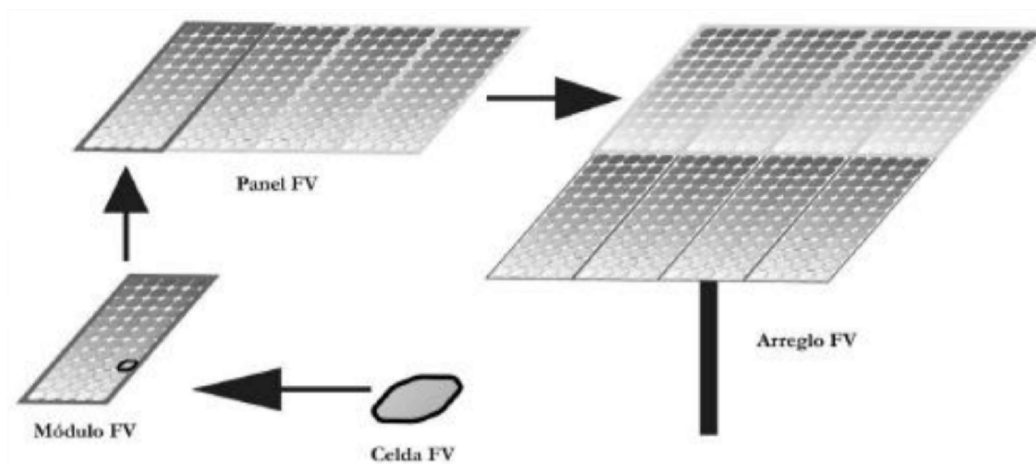


Figura 1.12: Arreglos fotovoltaicos [6].

Un panel fotovoltaico esta formado por un conjunto de módulos PV interconectados. A raíz de ello se crean los arreglos fotovoltaicos, los cuales estan compuesto de paneles PV interconectados e instalados en diferentes estructuras, con la finalidad de generar niveles de voltaje específicos [6]. tal como se ilustra en la Figura 1.12.

1.9.1. Tipos de módulos fotovoltaicos

1.9.1.1. Módulos monocristalinos

Los módulos monocristalinos están conformados por celdas fabricadas a partir de cristal de silicio, material muy empleado por sus propiedades semiconductoras. Los módulos se caracterizan por su alto rendimiento en laboratorio con un 24% y directo con un intervalo de entre 15% y 18% de eficacia [6].

1.9.1.2. Módulos Policristalinos

Los Módulos Policristalinos están caracterizados por un color azulado, poseen una composición muy similar a los monos cristalinos, pero con ligeros cambios en la frontera de granos del silicio, el cual esta modificado, reduciendo así su eficiencia en comparación a los monocristalinos. Su objetivo principal es reducir los costos en su fabricación y con ello se reduce la tolerancia al calor. Estos módulos tienen un rendimiento de laboratorio de 19 a 20% y directo de 12 a 14% [6].

1.9.1.3. Módulo de silicio amorfo

Las celdas de silicio amorfo son mucho más económicas y flexibles, pero reducen su propiedad de captar fotones. Estas celdas son muy aptas para ser empleadas en interiores o espacios con mucho polvo. Las celdas poseen un voltaje bajo de operación y son funcionales para sistemas de bombeo. Poseen un rendimiento de laboratorio de 16% y directo de 10% [6].

1.10. Sistemas fotovoltaicos flotantes

Los sistemas fotovoltaicos flotantes FPV, son paneles solares que flotan en superficies de depósitos de agua, lagos, canales de irrigación, estanques o embalses, e incluso mares con pequeños niveles de oleaje [19].

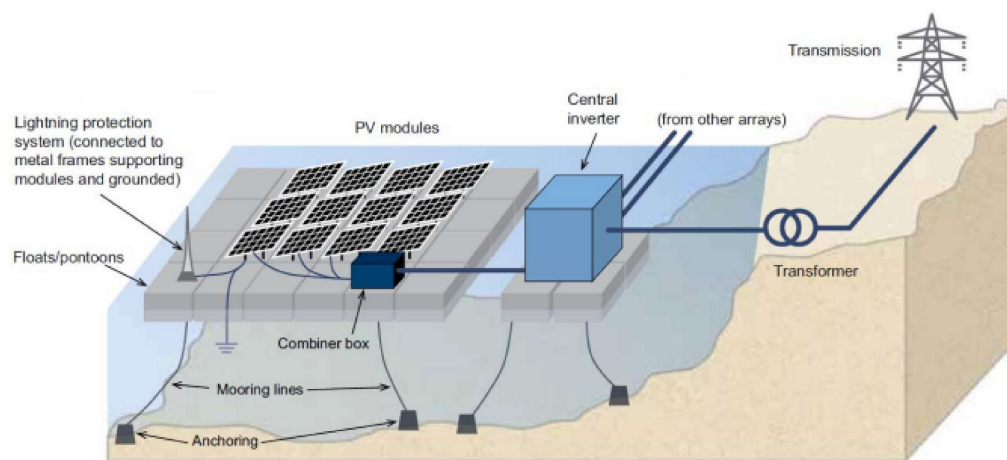


Figura 1.13: Componentes de un sistema fotovoltaico flotante conectado a la red [7]

1.10.1. Componentes de un sistema FPV.

Los sistemas FPV están compuestos por:

1. Estructura del pontón
2. Sistema de amarre y anclaje.
3. Inversores y transformadores
4. Módulo solar
5. Cableado
6. Caja de conexiones.

Como se observa en la Figura 1.13. los inversores y transformadores pueden estar en tierra a la orilla del cuerpo de agua, o sobre una plataforma flotante [23].

1.10.1.1. Estructura del Pontón

La estructura del pontón es empleada para la flotación, la cual debe tener un índice de flotabilidad suficiente para soportar una carga estimada y flotar en la superficie del agua. Están diseñadas para albergar a más de un panel fotovoltaico. Su composición suele estar formada por una combinación de múltiples flotadores huecos de plástico. También se los puede encontrar hechos de polietileno con un alto valor de densidad, muy empleado por su resistencia a la tracción, a la corrosión, y a los rayos solares [28]. Además puede emplearse plástico reforzado con fibra de vidrio, siendo este modelo el que presenta una mayor duración y con ello una menor inversión en mantenimiento (O&M) [29].

Existe una gran cantidad de configuraciones en función del tipo de flotador y de la marca seleccionada. La marca de Ciel et Terre ofrece diferentes arreglos para los flotadores y los paneles solares. Estos arreglos son modificados en función de la cantidad de flotadores secundarios, los cuales son implementados como pasarelas para realizar el mantenimiento de los paneles solares. El cliente puede elegir entre una fila por cada pasarela hasta 4 filas por cada pasarela, y esta elección dependerá de la superficie que se busque cubrir con los paneles solares, tomando en cuenta que en algunos casos son implementados para cubrir todo un cuerpo de agua y aprovechar su característica de evitar en cierto grado la evaporación [46]. Estos arreglos se los puede visualizar en la Figura 1.14.

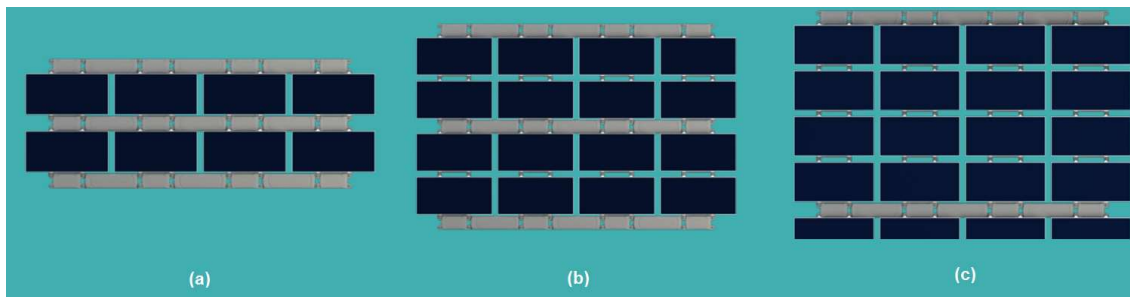


Figura 1.14: Tipos de arreglos: (a) una pasarela por cada fila, (b) una pasarela por cada 2 filas y (c) una pasarela por cada 4 filas [8].

1.10.1.2. Sistema de anclaje y amarre.

Los sistemas de anclaje y amarre son el conjunto de estructuras que tienen como finalidad evitar la libre movilidad de la estructura flotante en el agua.

El anclaje puede ser definido como la estructura fija a la que se conectan las líneas de amarre para mantener una estabilidad adecuada al sistema. Bajo este criterio podemos diferenciar tres tipos de anclaje:

1. En el fondo del embalse, evitando así el contacto con la orilla[28]. Esta configuración se muestra en la Figura 1.15.
2. En la orilla, utilizados en cuerpos de agua con mayor profundidad, usando eslingas de cable nylon atados en bolardos de la orilla y en las esquinas de la estructura flotante [29]. Se puede visualizar en la Figura 1.16.

3. En pilotes, hincados en el fondo del cuerpo de agua, dando la posibilidad de variar el nivel al que se encuentra el sistema FPV en función del agua [23]. Esta configuración es mostrada en la Figura 1.17.

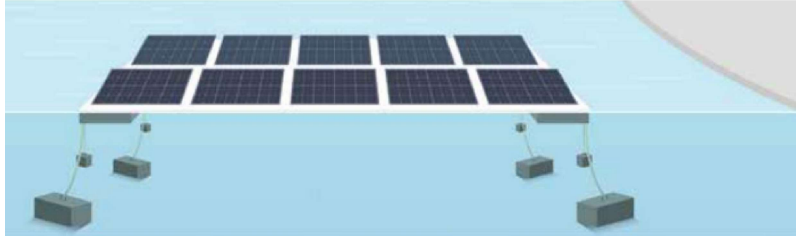


Figura 1.15: Anclaje al fondo mediante bloques [7].



Figura 1.16: Anclaje a la orilla [7].



Figura 1.17: Anclaje a pilotes [7].

Por otra parte los amarres son las líneas fijadas entre el sistema de flotación y el anclaje. Estas líneas son fabricadas comúnmente con nylon tipo poliéster o náutico [2], y son adecuados en base a aspectos como: disposición del sistema de flotación, condiciones ambientales, profundidad del cuerpo del agua entre otros.

En la Tabla 1.1 se muestran las principales configuraciones de amarres.

Configuración	Subtipo/Descripción
Amarre sumergido	Amarre rígido (Figura 1.18)
	Amarre tensado (Figura 1.19)
	Amarre en catenaria (Figura 1.20)
Amarre en tierra	Amarre rígido (Figura 1.21)
	Amarre tensado
Amarre híbrido	Combinación de amarre en tierra y sumergido

Tabla 1.1: Amarres existentes [23][9]

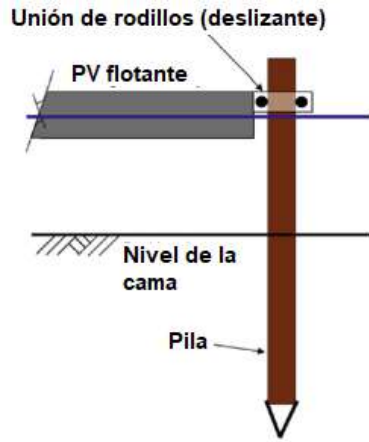


Figura 1.18: Amarre rígido sumergido [9]

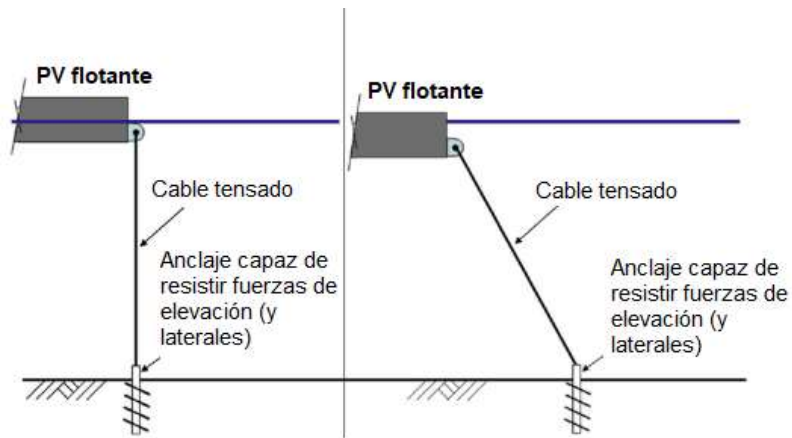


Figura 1.19: Amarre sumergido tensado [9]

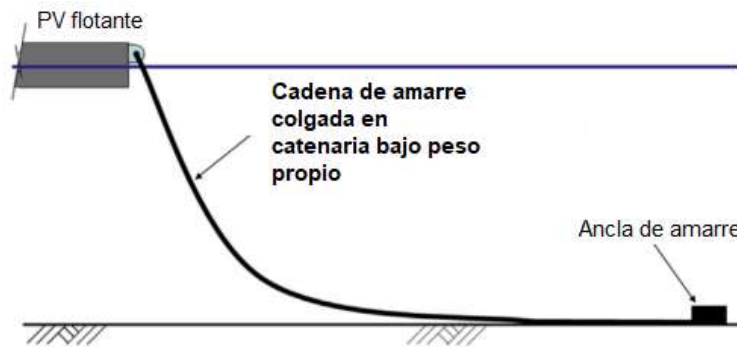


Figura 1.20: Amarre sumergido en catenaria [9].

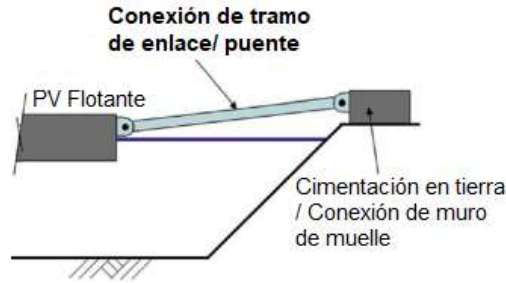


Figura 1.21: Amarre rígido en tierra [9].

La selección de un tipo de amarre o anclaje se realiza en base a los niveles del agua y la variación que esta pueda presentar en el cuerpo de agua.

1.10.1.3. Inversor

Al igual que las plantas fotovoltaicas tradicionales, los desarrolladores de plantas FPV pueden usar un inversor central o un inversor de cadena múltiple y el inversor se puede colocar en una plataforma flotante separada o en tierra dependiendo de la distancia desde el borde hasta la plataforma FPV. La electricidad producida por el sistema FPV se suministra al inversor para la conversión de AC a través de una serie de cajas combinadas.[2]

Para la elección del inversor es necesario analizar si se requiere un inversor monofásico o uno trifásico. En función de su potencia nominal, si un inversor conectado a la red supera los 5 kW este se considera un sistema trifásico, y la potencia debe repartirse uniformemente entre las fases.

Tipos de configuraciones para inversores conectados a la red Para la conexión a la red se puede optar por diferentes configuraciones al momento de conectar el inversor, como son:

- Dividir el sistema en subgeneradores fotovoltaicos que no superen los 5 kW y permitan el uso de inversores monofásicos conectados a las tres fases de forma equilibrada. Vease la Figura 1.22.
- El uso de un inversor multicadena trifásico, el cual es factible implementar cuando se tiene potencias nominales entre los 8 y 12 kW. Esta configuración se la puede visualizar en la Figura 1.23.
- Inversor central trifásico, los cuales son recomendables desde una potencia nominal de 30 kW. Se puede visualizar esta configuración en la Figura 1.24.
- Varios inversores trifásicos en paralelo, implementado comúnmente en generadores de altas potencias. Vease la Figura 1.25.

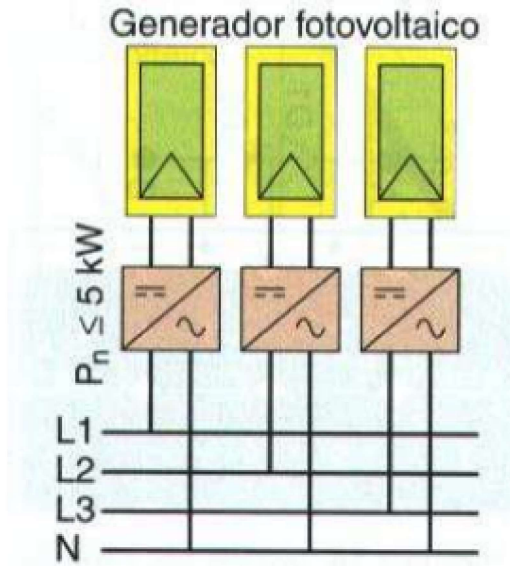


Figura 1.22: Inversores monofásicos conectados a la red trifásica [10].

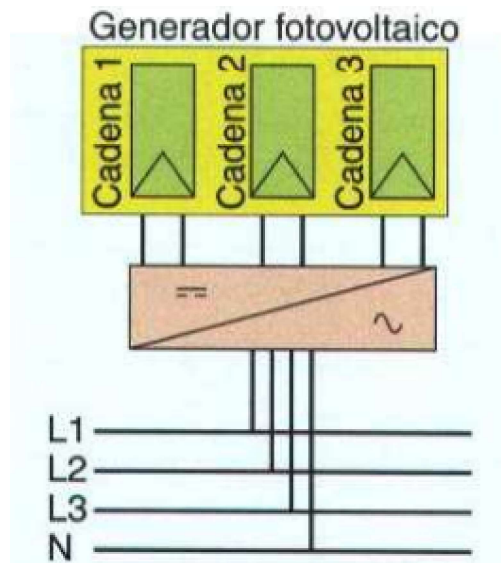


Figura 1.23: Inversor multcadena trifásico [10].

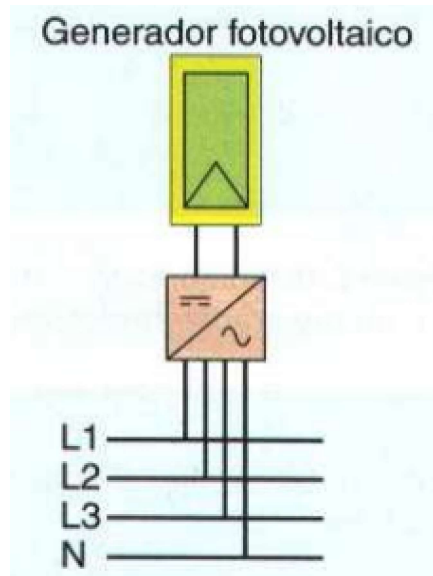


Figura 1.24: Inversor central trifásico [10].

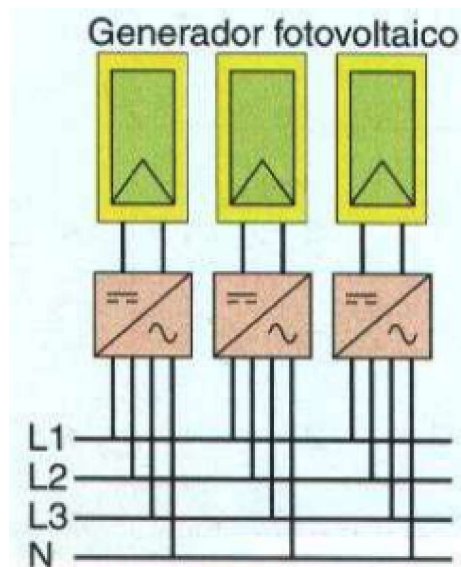


Figura 1.25: Inversores trifásicos en paralelo[10].

Parámetros del inversor en función del generador fotovoltaico. Para una correlación adecuada entre el generador fotovoltaico y el inversor es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros [10]:

- Potencia nominal: La cual debe estar entre el 80% y 90% de la potencia del generador fotovoltaico.
- Rango de tensiones de entrada del seguidor MPPT del inversor: En los cuales se deben considerar: un valor máximo a la temperatura de -10°C y mínimo a 70°C , especificados en el módulo.
- Intensidad máxima: considerando la intensidad de cortocircuito, con una temperatura de 70°C .
- La relación de potencia DC/AC recomendada, la cual no debe exceder el valor de 1.15 [19].

1.10.1.4. Cableado y caja de conectores

Para los sistemas fotovoltaicos flotantes, se debe considerar que el cableado se encuentra a la intemperie y por encima del agua, por lo tanto, deben ser impermeables, y diseñados para resistir la radiación UV y las variaciones de temperatura extremadamente altas [19]. Para evitar las fugas de corriente y descargas eléctricas, diferentes autores recomiendan cajas de conexión IP67 impermeables. Es importante tener en cuenta que se debe realizar un mantenimiento de manera periódica para garantizar el funcionamiento de los mismos [28].

1.11. Medidor Bidireccional

Un medidor bidireccional es el equipo encargado de cuantificar la energía eléctrica que se consume o se inyecta a la red, esto dependiendo de si el usuario consume o genera energía, de manera que el proveedor de servicio en este caso la Empresa Eléctrica Centro Sur obtiene dos lecturas al momento de realizar la facturación, realizando un balance al finalizar el tiempo de corte que contenga el contrato [47].

De acuerdo con lo establecido en la regulación 001-16 de la ARCONEL, específicamente en lo referente a centrales distintas a las hidroeléctricas o termoeeléctricas, se indica que para centrales que utilicen energías renovables no convencionales o de ciclo combinado, la ubicación del equipo de medición será determinado por el CENACE de manera individual para cada caso.

Además, en dicha regulación se hace referencia a los grandes consumidores, requiriendo la instalación de un medidor registrador bidireccional, respaldado de manera adecuada [48]

1.12. Efecto refrigerante sobre los módulos.

Generalmente se relaciona la eficiencia de la energía fotovoltaica con la irradiancia que están en la superficie de los módulos solares, sin embargo se ha demostrado que el aumento de temperatura debido a la radiación solar, disminuye drásticamente la eficiencia global de las células PV. La tasa de disminución oscila entre el 0.25% y el 0.5% por grado centígrado, dependiendo del material de la célula utilizada. Además de ello se ha comprobado que las altas temperaturas también reducen la vida útil de todo el sistema PV [11].

Las técnicas de enfriamiento se presentan como una alternativa para evitar estas problemáticas. Dependiendo del tipo de refrigeración se catalogan en dos tipos de refrigeración:

- Refrigeración activa: consume energía mediante bombas, ventiladores, etc.
- Refrigeración pasiva: utiliza la convección/conducción natural para extraer el calor.

Se han realizado estudios para comprobar la eficiencia de cada uno de los tipos de refrigeración presentados anteriormente, llegando a la conclusión de que la refrigeración activa tiene una mayor eficiencia frente a la refrigeración pasiva, sin embargo es la refrigeración pasiva la que presenta una menor inversión económica lo que conlleva a un aumento en las ganancias [11][26].

En la Figura 1.26 se visualiza un gráfico comparativo realizado por Grubisic con respecto a la ganancia de electricidad y los resultados evaluados en su estudio.

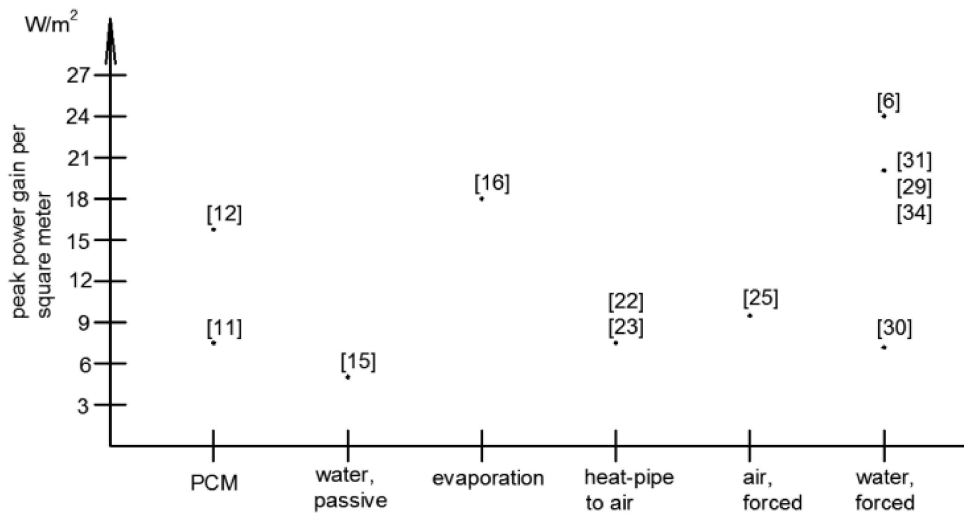


Figura 1.26: Ganancia de potencia pico por metro cuadrado de las diferentes técnicas de enfriamiento [11].

En el estudio se compararon diferentes técnicas de enfriamiento, siendo el enfriamiento activo por agua la más eficiente [11].

1.12.1. Ventajas de la producción de energía PV frente a otras energías renovables.

La tecnología fotovoltaica ha tenido un rápido crecimiento debido a características puntuales como son:

- Sencillez y fiabilidad, debido a que no se requiere un alto nivel de mantenimiento a diferencia del sector eólico, donde a pesar de que sea muy eficiente, requiere de múltiples intervenciones de mantenimiento anuales.
- Escalabilidad: es sencillo construir una planta fotovoltaica de pocos kW y de igual manera extender su potencial a varios MW.
- Bajo costo: la energía fotovoltaica ha reducido drásticamente los costos en los últimos años llegando a 20 \$/MWh en algunos casos a nivel mundial. El principal limitante de la energía fotovoltaica radica en el uso del suelo, siendo este un requisito indispensable para su emplazamiento, teniendo en cuenta que se requieren 10000 m² de superficie terrestre para tener una central de 1 MWp aproximadamente. El uso del terreno a su vez significa un gran impacto ambiental ya que la tierra no puede ser utilizada para otros fines como agricultura, pastos, etc.

1.12.2. Ventajas de la producción FPV sobre la PV.

La producción de energía FPV es una alternativa práctica para salvaguardar el terreno terrestre sin tener un gran impacto ambiental. Debido a que se considera la existencia de grandes superficies de aguas tanto naturales como artificiales como son lagos, lagunas, cuencas hidroeléctricas, minas abandonadas, tratamiento de aguas residuales, etc. y un bajo incremento en el costo en comparación con los sistemas PV instalados en tierra.

El artículo “The booming of PV floating” realizado por Cazzaniga resume la potencia fotovoltaica instalable si solo se hiciera uso del 1% de las superficies de agua dulce de zonas tropicales, templadas y frías extendidas a nivel mundial. Llegando a la conclusión de que la energía potencial a producir en las cuencas de agua dulce llegaría a 5988 TWh, siendo este valor un 20% de toda la producción mundial de energía eléctrica del 2018 [49].

Es necesario acotar que no se consideran las posibles estructuras instaladas en las costas de algunos mares que presenten poca fuerza de olas.

Las ventajas que presenta los FPV se pueden resumir en:

1.12.2.1. Reducción del uso del suelo.

La principal ventaja de las plantas fotovoltaicas flotantes o sumergidas es que no requieren mucho terreno, a excepción de las limitadas superficies requeridas para los armarios eléctricos. Además de que tienen un impacto visual más limitado en el paisaje.

1.12.2.2. Limitación del efecto invernadero y albedo

Efecto invernadero limitante y efecto albedo. El efecto albedo de la tierra oscila entre el 20% y el 30%, mientras que la reflexión de los módulos fotovoltaicos no supera el 5%. Entonces, la presencia de una gran planta fotovoltaica reduce el albedo del terreno y transforma la radiación visible en infrarroja contribuyendo así al efecto invernadero[49]. Por el contrario, el albedo de la superficie del agua es en torno al 5-6% por lo que las plantas flotantes dejan inalterado el balance de radiación y esto debe considerarse una ventaja importante especialmente si la potencia instalada está destinada a aumentar considerablemente.

1.12.2.3. Sistema híbrido y acoplamiento a las centrales hidroeléctricas.

Las centrales FPV pueden integrar ventajosamente otras tecnologías renovables. La energía solar está parcialmente contrapuesta a la energía eólica que, especialmente en las zonas del norte, está relacionada con las malas condiciones meteorológicas. Por lo tanto, se puede utilizar la misma red para alimentar grandes parques eólicos marinos y centrales de FPV. Sin embargo, las principales ventajas proceden del acoplamiento con las centrales hidroeléctrica, donde las posibilidades de almacenamiento natural permiten aumentar el factor de capacidad de los sistemas acoplados.

1.12.2.4. Reducción de los costes energéticos específicos.

Este es un punto muy importante, quizá el crucial. La evolución de la tecnología FPV ha hecho que los costes de las plantas FPV sean inferiores a los de la fotovoltaica estándar, especialmente en las regiones tropicales, donde la gestión del terreno y el mantenimiento de las plantas terrestres son muy caros. De acuerdo con Cazzaniga, Actualmente, el coste del MWh oscila entre 30 y 50 \$ en función de la radiación local [49][50][46][51].

1.12.2.5. Instalación y desmantelamiento.

Las plantas fotovoltaicas flotantes son más compactas que las terrestres, su gestión es más sencilla así como su construcción y desmantelamiento. El punto principal es que no existen estructuras fijas, y el amarre de los sistemas flotantes puede realizarse de forma totalmente reversible, a diferencia de los cimentación de las centrales terrestres.

1.12.2.6. Ahorro de agua.

La cobertura parcial de las cuencas tiene beneficios adicionales, como la reducción de la evaporación del agua. Este resultado depende de las condiciones climáticas y del porcentaje de superficie cubierta. En climas áridos es una ventaja importante, ya que se ahorra más del 80% de la evaporación de la superficie cubierta, lo que supone más de 15.000 m³/año/ha [46].

1.12.2.7. Refrigeración y seguimiento.

La estructura flotante permite la refrigeración barata y un mecanismo de seguimiento más sencillo que en las plantas fotovoltaicas terrestres. Una gran plataforma flotante puede girar fácilmente y realizar un seguimiento del eje vertical con energía limitada y sin necesidad de aparatos mecánicos complejos. Además, una planta fotovoltaica flotante equipada con un sistema de seguimiento tiene un coste adicional limitado, mientras que la ganancia de energía puede ser del 15% al 25% [49]. En la mayoría de los casos,

el esfuerzo técnico necesario para aplicar esta solución supone una reducción considerable del coste final del kWh.

1.12.2.8. Control del medio ambiente.

Una ventaja paralela es la contención del problema de la proliferación de algas, especialmente grave en los países industrializados. La cobertura parcial de las cuencas y la reducción de la luz sobre las incrustaciones biológicas justo debajo de la superficie, junto con sistemas activos, pueden resolver este problema. Además, se han presentado varios proyectos que vinculan la energía fotovoltaica flotante a actividades relacionadas con piscifactorías o piscifactorías de gambas, principalmente en China y en el sudeste asiático [49].

Capítulo 2

Marco Metodológico

2.1. Cronología

Como se dio a conocer en los objetivos, este trabajo tiene la finalidad de evaluar la factibilidad y viabilidad de implementar un sistema FPV conectado a la red en la Planta de Tratamiento de Aguas de Ucubamba. Para lo cual se requiere analizar una serie de estudios previos: cuantificación de datos meteorológicos pertinentes, análisis de la demanda eléctrica, dimensionamiento del sistema FPV, tecnología y rendimiento de los componentes, con lo cual se realizará el análisis de viabilidad económica.

2.1.1. Cuantificación de la meteorología.

La radiación solar tiene una relevante influencia en la potencia que genera un sistema fotovoltaico, por lo cual se requiere información georeferenciada disponible. Con los datos que se obtendrán se realizará una estimación de la energía eléctrica producida a lo largo del año (kWh/año).

Para calcular esta demanda eléctrica se debe considerar las facturas del medidor de la planta, y sacar un promedio anual, una vez con ello se puede realizar el diseño del sistema fotovoltaico con proyección al tiempo de vida útil.

2.1.2. Dimensionamiento del sistema FPV

Para la selección y cantidad de los módulos solares requeridos, se debe considerar la potencia demandada por la Planta y los lineamientos de la normativa ecuatoriana. Con esta información se procede a agrupar los módulos en conexiones de serie, paralelo o mixta, que sean compatibles con el inversor seleccionado. Para el sistema se requiere tener una salida de 22 kV para conectar a la media tensión.

2.1.3. Análisis económico

En este apartado se obtendrá el costo de la inversión del sistema FPV para la PTAR Ucubamba, y el ahorro que representará para la empresa en términos de energía no consumida. Además se pretende establecer el horizonte de retorno de la inversión en función de los costos de instalación.

2.2. Descripción Técnica y Meteorológica de la instalación

2.2.1. Ubicación de la planta

La planta de tratamiento de aguas residuales PTAR se encuentra ubicada al noreste de la ciudad de Cuenca, paralelo a la Panamericana Norte en el Km cinco y medio y perpendicular a la vía a Paccha, entre la Calle Pucuhaycu y la Calle de Cunturloma frente al parque lineal Ucubamba con coordenadas georreferenciadas $2^{\circ}52'07.0''S$ $78^{\circ}56'23.6''W$, una latitud de $-2,872$ y una longitud de $-78,943$. El caudal del río Paute alimenta la planta desde la zona sur donde se encuentra el cajón de llegada.

Es importante considerar que la PTAR Ucubamba está instalada dentro de la ciudad de Cuenca, ventajosa ubicación debido a que está cercana a la línea de media tensión de 22 kVA, con la cual se

alimenta el sistema actual de la PTAR. Esta situación abarata la instalación del sistema FPV, ya que no será necesario realizar un montaje de líneas eléctricas extra. En la Figura 2.1 se puede apreciar la ubicación de las lagunas de PTAR Ucubamba en el mapa de Google Earth [12].



Figura 2.1: Ubicación de la PTAR Ucubamba en Cuenca [12].

2.2.1.1. Criterios de selección del cuerpo de agua.

De acuerdo con la Figura 1.6 se cuenta con un total de 6 cuerpos de agua en los cuales se puede realizar la puesta de los paneles solares, de los cuales se ha considerado diseñar el sistema FPV en la laguna facultativa 1, específicamente señalada en la Figura 2.2 de 13 Ha de superficie.

Debido a que se encuentra cerca de la línea de media tensión y presenta una contaminación menor a las lagunas aireadas. Pese a que el nivel de corrosión de las dos lagunas es de C4, es importante tener en cuenta que las lagunas aireadas podrían generar una mayor cantidad de desechos sólidos, lo cual podría suponer un desafío adicional para la operación óptima del sistema FPV.



Figura 2.2: Localización del proyecto laguna facultativa de 13 Ha [12]

2.2.2. Consumo Eléctrico de la planta

En función del marco legal vigente, el sistema FPV puede dimensionarse con un máximo de 1 MW de potencia para alimentar una entidad empresarial como es ETAPA EP. El sistema eléctrico de PTAR Ucubamba está seccionado en 2 fases: Pretratamiento o fase líquida y Deshidratación de lodos o fase sólida, con 1666,94 kW y 100,4 kW de potencia instalada respectivamente. Para aprovechar de mejor manera la potencia instalada del sistema FPV se implementa la conexión direccionada a alimentar a la fase líquida. Los equipos, motores, y maquinaria que conforma la potencia de cada una de las secciones está detallado en el Anexo 2.

Al dimensionar una planta de FPV es necesario conocer la demanda de energía del sistema que se requiere alimentar. Dado que ETAPA EP es una empresa pública, comparte su información de forma clara y transparente con la comunidad. Para calcular el consumo de energía eléctrica anual, se han considerado las facturas referentes al medidor número 903076200000 perteneciente a la empresa eléctrica con código de cliente 0501877877 desde el mes de marzo del 2022 hasta marzo del 2023, el resultado de la recopilación se presenta en la Tabla 2.1.

Año	Mes	Energía kWh
2022	Marzo	381258
	Abril	485201
	Mayo	453720
	Junio	396356
	Julio	426510
	Agosto	415574
	Septiembre	395576
	Octubre	370360
	Noviembre	335876
	Diciembre	291683
2023	Enero	299871
	Febrero	430285
Promedio Anual		390189.20

Tabla 2.1: Promedio del consumo energetico anual de la PTAR Ucubamba

Se puede visualizar de mejor manera el perfil de demanda del presente proyecto en la Figura 2.3.

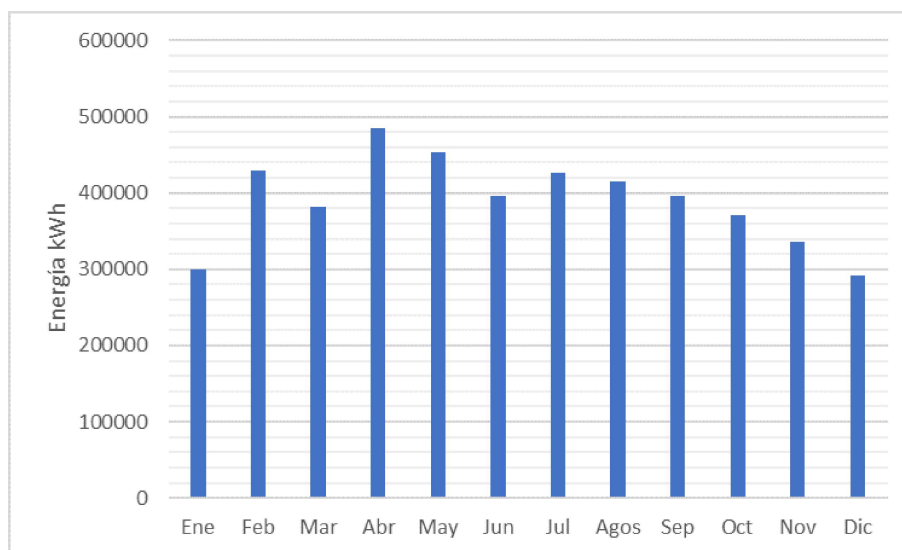


Figura 2.3: Consumo energético mensual de la planta en kWh

2.3. Descripción meteorológica de la planta

Un aspecto importante para la temática de sistemas FPV es el bajo impacto ambiental que presenta. Por lo general las energías renovables limpias se presentan como una alternativa para disminuir el impacto ambiental y la contaminación, con la limitante de que, por lo general, ocupan mucho espacio terrestre. Para el presente proyecto la limitante territorial se ve solventada, debido a que no se requiere de grandes cantidades de terreno, por su característica flotante, haciendo uso de una superficie que no es empleada para los fines de producción eléctrica, pero que también tiene recepción de luz solar. Además, considerando que los paneles solares se encontraran en flotadores se cuenta con la ventaja de refrigeración explicado en el apartado anterior.

2.3.1. Climatología

La ciudad de Cuenca se encuentra a la cabecera de la provincia del Azuay a una altitud promedio de 2,749 m sobre el nivel del mar, su clima está condicionado por la cordillera de los Andes con una temperatura promedio de 16°C .

La ubicación exacta de la laguna facultativa 1 tiene una altitud de 2398 m de altitud sobre el nivel del mar como se observa en la Figura 2.3.1 .Debido a que la instalación será llevada a cabo en un cuerpo de agua, la temperatura se verá disminuida en comparación con la ciudad [13].

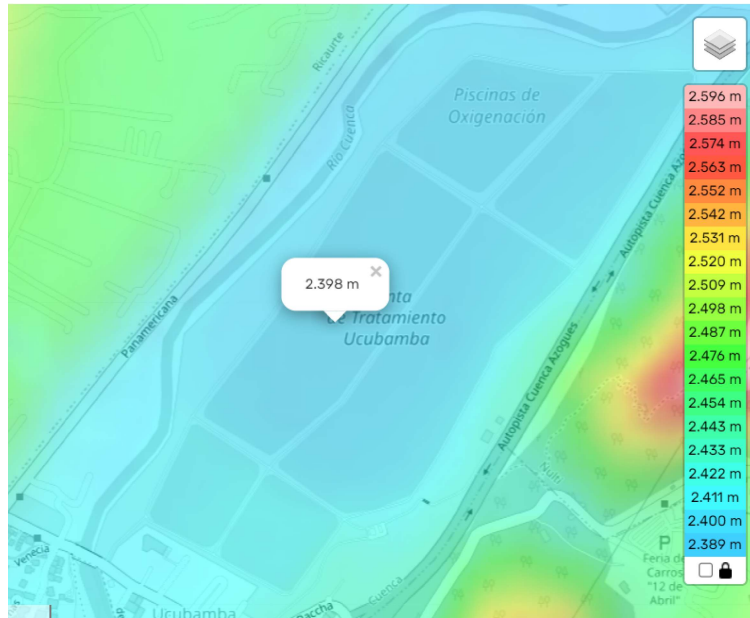


Figura 2.4: Altitud de la laguna de maduración 1 [13]

2.3.2. Temperatura

De acuerdo con el registro satelital de NOAA (National Oceanic Atmospheric Administration) del NCEI (National Center for Environmental Information) se ha recopilado la temperatura media mensual en grados centígrados de la ciudad de Cuenca del vigente año, para poder hacer el calculo de la temperatura promedio anual (T_{pa}) en base a los resultados de la Temperatura media mensual (T_{pm}). Esto se puede visualizar en la Tabla 2.2. [24].

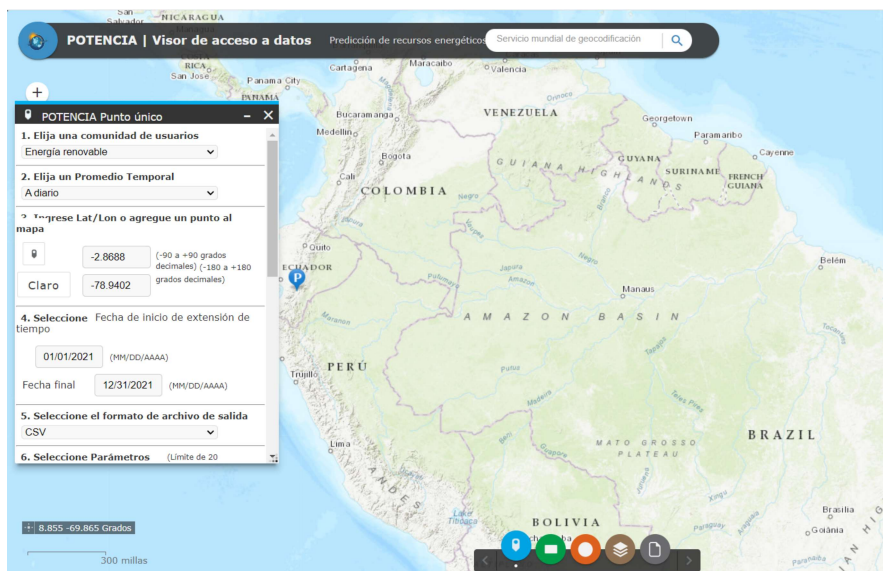


Figura 2.5: Ventana inicial de la base de datos GIS POWER[14].

Mes	Temperatura promedio mensual °C
Enero	17°
Febrero	17,5°
Marzo	17°
Abril	16,5°
Mayo	16,5°
Junio	15,5°
Julio	15°
Agosto	15°
Septiembre	16°
Octubre	16,5°
Noviembre	17°
Diciembre	17°
T. PROMEDIO ANUAL	16,37°

Tabla 2.2: Temperatura promedio anual de la ciudad de Cuenca [24].

Para una mayor precisión en el registro de la temperatura se puede hacer uso de la base de datos de la NASA, en su sistema GIS POWER. El programa proporciona conjuntos de datos solares y meteorológicos y su objetivo es apoyar la energía renovable, la eficiencia energética y necesidades agrícolas. Esta basado en la radiación solar derivada de observación satelital y datos meteorológicos de modelos de asimilación.

Para acceder a la base de datos se debe ingresar a la pagina oficial de la NASA power.gov, donde se encontrará que los datos están disponibles en formatos temporales: mensual, anual y diaria para cuadrículas que seleccione el usuario. Una vez se haya seleccionado un formato temporal el programa consultará por la comunidad de usuarios, el cual permitirá adaptarse a lo adecuado para cada uno de los mismos. Dichos usuarios son: edificios sostenibles, agro climatología y energías renovables. Con ello se solicitará las coordenadas de longitud y latitud exactas en las cuales se requiere los datos, esto se puede observar en la Figura 2.5.

Para cada comunidad de usuarios y nivel temporal se presentará un árbol directorio con carpetas que hacen alusión a los parámetros climatológicos, cada carpeta se puede desglosar para indicar a los parámetros más específicos de su categoría, véase la Figura 2.6. Actualmente el sistema POWER permite descargar un máximo de 20 parámetros a la vez. Para el presente estudio se ha seleccionado la temperatura

a 2 metros.

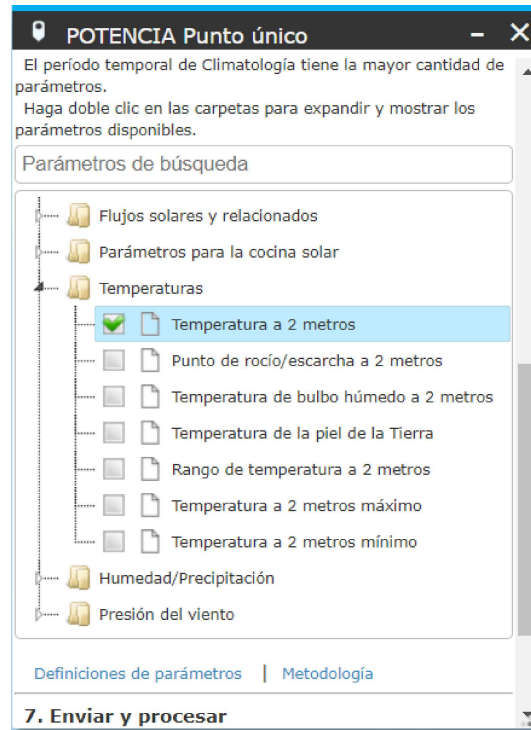


Figura 2.6: Parametro climatologico de temperatura a 2 metros [14].

En caso de existir alguna consulta con parámetro se puede revisar el diccionario de parámetros. De acuerdo con los datos obtenidos del sistema GIS POWER de la NASA , la temperatura en la zona de la laguna facultativa es la presentada en la Tabla 2.3. [14].

Mes	Temperatura promedio mensual °C
Enero	13,59°
Febrero	14,33°
Marzo	13,46°
Abril	13,19°
Mayo	12,27°
Junio	11,8°
Julio	11,16°
Agosto	11,98°
Septiembre	12,57°
Octubre	13,96°
Noviembre	13,88°
Diciembre	14,13°
PROMEDIO ANUAL	13,01°

Tabla 2.3: Temperatura promedio anual en la laguna facultativa[14].

En la Tabla 2.4 se realiza una comparación donde se observa que en la ubicación exacta de la laguna facultativa 1, la temperatura es inferior al promedio de la ciudad de Cuenca. Esto sugiere que se puede tener un efecto de enfriamiento conveniente para los módulos solares como se ha dado a conocer en el marco teórico. En la Figura 2.7 se puede visualizar con mayor facilidad el equivalente de estos datos.

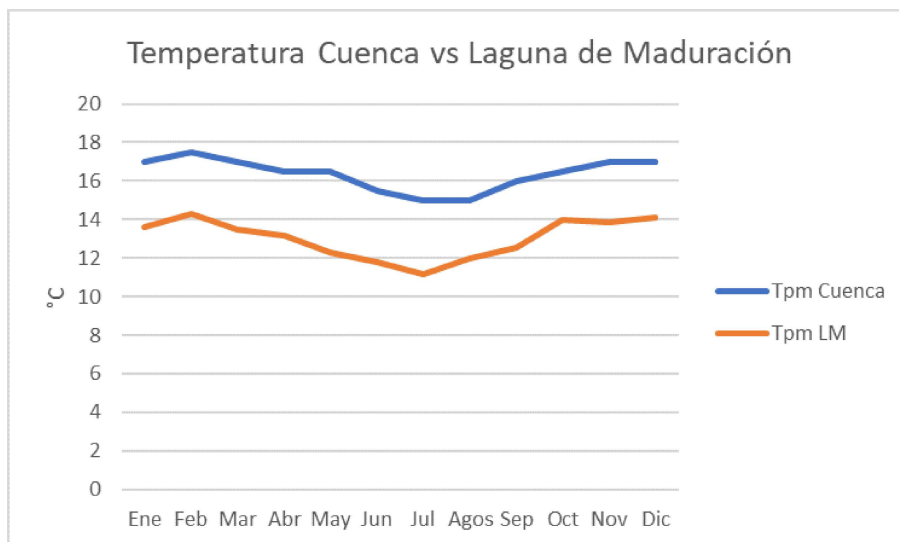


Figura 2.7: Diferencia entre la temperatura de Cuenca y la zona de la laguna facultativa 1.

MES	Tpm en Cuenca °C	Tpm en Laguna Facultativa °C	Diferencia °C
Enero	17°	13,59°	3,41°
Febrero	17,5°	14,33°	3,17°
Marzo	17°	13,46°	3,54°
Abril	16,5°	13,19°	3,31°
Mayo	16,5°	12,27°	4,23°
Junio	15,5°	11,8°	3,7°
Julio	15°	11,16°	3,84°
Agosto	15°	11,98°	3,02°
Septiembre	16°	12,57°	3,43°
Octubre	16,5°	13,96°	2,54°
Noviembre	17°	13,88°	3,12°
Diciembre	17°	14,13°	2,87°
PROMEDIO ANUAL	16,37°	13,01°	3,36°

Tabla 2.4: Diferencia de temperatura entre la ciudad en general y la laguna facultativa.

2.3.3. Irradiación solar

Los datos de la irradiación solar se han encontrado empleado la base de datos de la NASA en GIS POWER, en su versión beta. Se ha colocado las coordenadas de la laguna facultativa 1, y se ha seleccionado el parámetro para toda la superficie del cielo, la cual registra la irradiación total incidente bajo todas las condiciones del cielo (nublado, despejado, etc). Los resultados de la irradiación en kWh/m²/día se han registrado en la Tabla 2.5 y pueden apreciarse en la Figura 2.8

Irradiación solar	
Mes	$kWh/m^2/día$
Enero	4,11
Febrero	3,87
Marzo	3,66
Abril	3,63
Mayo	3,69
Junio	4,01
Julio	3,4
Agosto	4,61
Septiembre	4,11
Octubre	4,27
Noviembre	4,49
Diciembre	3,77
Promedio anual	3,97

Tabla 2.5: Irradiación solar promedio en la laguna facultativa 1 [14].

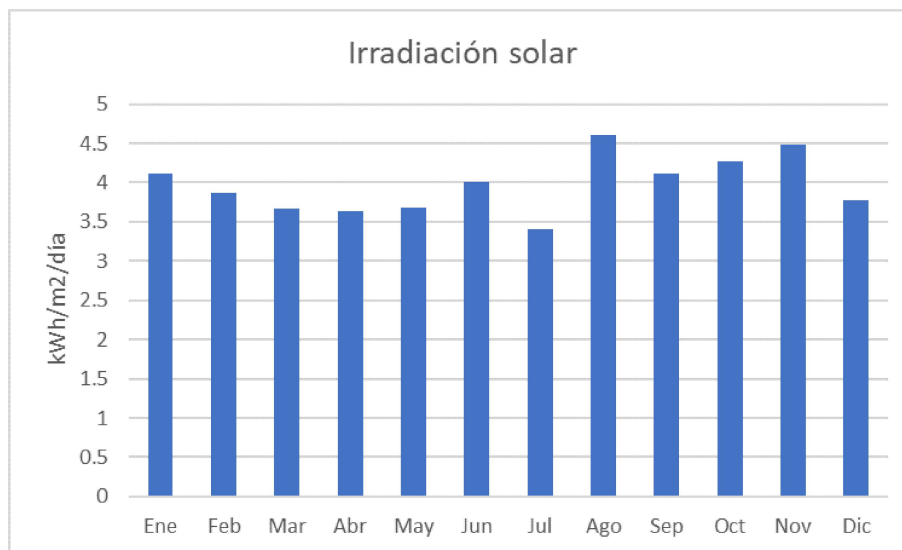


Figura 2.8: Irradiación solar de la laguna facultativa 1

En base a los resultados se puede visualizar que el mes de noviembre tiene el mayor nivel de irradiación solar con $4,49 kWh/m^2/día$. El promedio anual para la laguna facultativa 1 durante el año 2020 es de $3,97 kWh/m^2/día$.

2.4. Componentes de la instalación FPV

Lo esencial al momento de dimensionar la instalación es considerar la característica principal de que es flotante, por lo tanto se debe partir del sistema de flotación sugerente para la laguna facultativa 1.

Posteriormente se realizará la selección adecuada en base a los cálculos, de los componentes del sistema fotovoltaico, tales como: inversor, conductores, protecciones, entre otros.

2.4.1. Sistema de flotación

Para elegir el sistema de flotación primero se debe considerar que al tratarse de un cuerpo de agua con poco oleaje se requiere de una estructura ligera y liviana, contrario a lo que se requiere en los casos

instalados en el mar. Tras analizar estas condiciones se puede validar las opciones y elegir la más adecuada.

2.4.1.1. Tipo de Flotador.

Para que la consideración del peso de la estructura sea adecuado, se debe elegir flotadores de material plástico en polietileno de alta densidad, como son los propuestos por la empresa Isigenere y Ciel et Terre [8][52] vistos previamente en el estado de arte.

Se ha seleccionado al flotador de la marca Ciel et Terre, puesto que a pesar de que en cuestión de prestaciones de distribución y precio tiene una gran similitud con la marca Isigenere, Ciel et Terre presenta dos niveles de inclinación en sus modelos Hydrelío aiR, de 5° y 12° mientras que Isigenere solo 5°.

Es importante resaltar que los flotadores de tipo Ciel et Terre están diseñados para resistir niveles de corrosión clasificados como C3 y C4 en instalaciones de hasta 500 MWp, entre otros factores climáticos de considerable importancia, como se muestra en la Figura 2.9 y 2.10.



Figura 2.9: Cargas ambientales de ondas y viento que soporta la estructura de Ciel et Terre [8].



Figura 2.10: Cargas ambientales: corrosión y climas extremos que soporta la estructura de Ciel et Terre [8].

La empresa fabricante de los flotadores Hydrelío ha proporcionado una ficha técnica del 2021 que incluye información sobre los 3 modelos más utilizados en los sistemas fotovoltaicos flotantes por la marca Ciel et Terre.

- Hydrelío Classic
- Hydrelío Equato
- Hydrelío Air

Los cuales se pueden apreciar en la Figura 2.11.

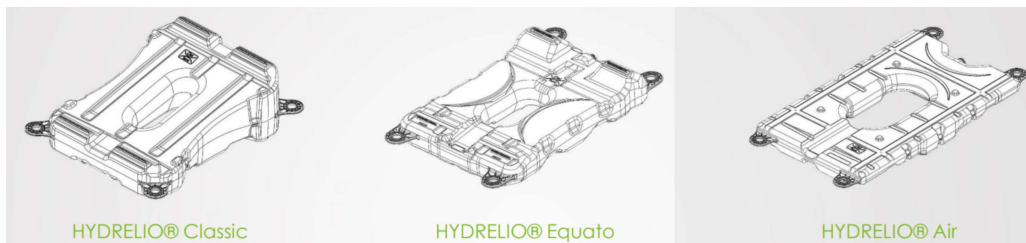


Figura 2.11: Flotadores de la marca Hydrelío [15].

La ficha técnica proporciona información detallada sobre las dimensiones del flotador Hydrelío Air y los flotadores utilizados en las pasarelas de mantenimiento, incluyendo tanto el flotador pasarela largo como el flotador pasarela pequeño, tal como se muestra en la Figura 2.12.



Figura 2.12: Dimensiones del modelo de flotador Hydrelío aiR [15].

2.4.1.2. Ángulo del flotador.

Como se postuló en el marco teórico, la inclinación óptima para la ciudad de Cuenca es 15° , no obstante, Ciel et Terre solamente tiene dos modelos de inclinación en la gama Hydrelío aiR: 5° y 12° . Por ende, se requiere comparar el nivel de irradiación que recepta cada uno de estos ángulos. Para ello se empleará el programa en línea de PVWatts Calculator desarrollado por el Laboratorio de Energía Renovable NREL y operado por el Departamento de Energía de EE.UU. El programa se ha empleado en estimaciones de factibilidad de sistemas conectados a la red en todo el mundo, basado en el posible rendimiento de las mismas [16].

El programa requiere las coordenadas del lugar que se desee estudiar. De acuerdo a la ubicación se seleccionará una cuadrícula de la base de datos nacional de radiación solar de NREL para su respectiva simulación. Para las coordenadas se ha seleccionado un recuadro que abarca a toda la zona de PTAR Ucubamba. Esto se puede visualizar en la Figura 2.4.1.2.

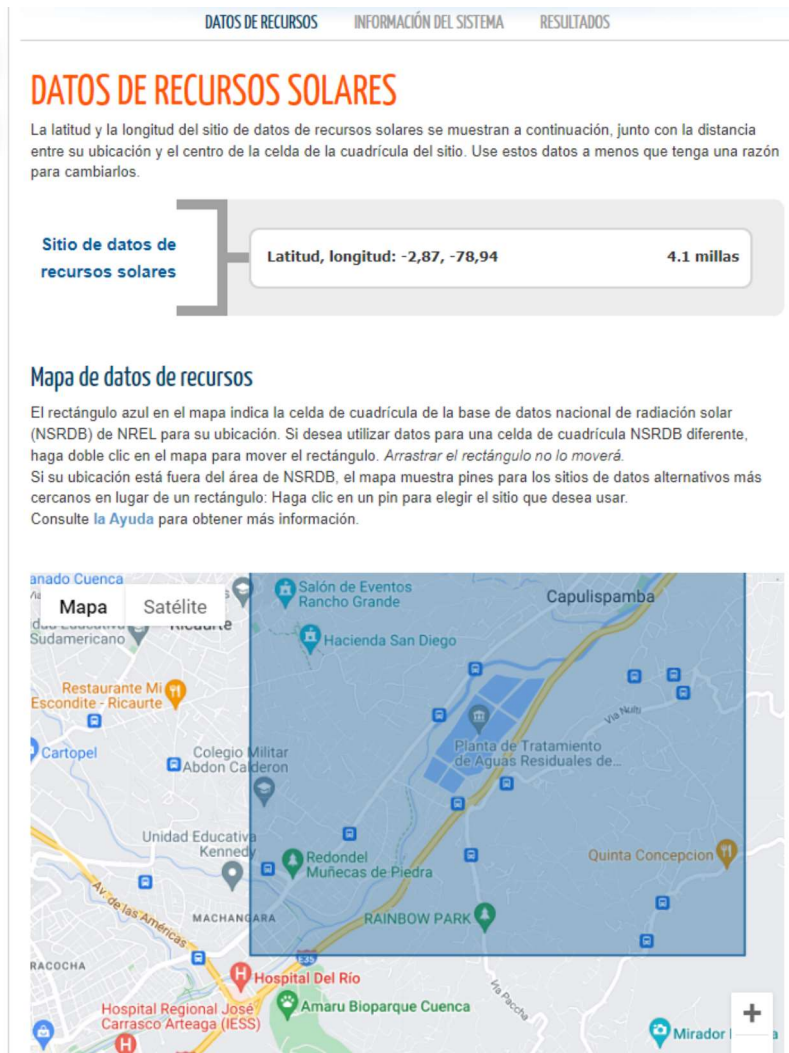


Figura 2.13: Ubicación en el sistema PVWATTS de PTAR Ucubamba [16].

En la información del sistema se hará la comparación variando los grados de inclinación y manteniendo fijos los otros datos que se requieren para la simulación como el tamaño del sistema en kW, el tipo de módulo, tipo de matriz, pérdidas y el acimut.

El máximo tamaño en kW que el sistema FPV puede alcanzar según la normativa es de 1000kW. El simulador requiere la selección del tipo de módulo, que en el caso del presente estudio se buscará que tenga una eficiencia nominal aproximada de 21% o superior, por lo que se selecciona la opción de primera calidad. Pese a su calidad de flotante, la estructura es fija, ya que no tiene un sistema seguidor de ningún tipo. En términos de pérdidas, se mantendrá el valor que el programa da por defecto de 14,08. El acimut en este caso será considerado como un ángulo cero debido a que el estudio se ubica muy cerca de la línea ecuatorial [4]. En la Tabla 2.6 se puede visualizar la comparación de los dos grados de inclinación. El ingreso de los datos se puede visualizar en la Figura 2.14.

La comparación se puede visualizar en la Tabla 2.6.



Figura 2.14: Ingreso de datos con 12 grados de inclinación [16].

Irradiación Solar		
$kWh/m^2/día$		
Mes	Angulo	
	5°	12°
Enero	5,08	4,8
Febrero	7,86	4,67
Marzo	4,92	4,85
Abril	4,75	4,78
Mayo	4,69	4,81
Junio	4,50	4,67
Julio	4,49	4,62
Agosto	5,03	5,12
Septiembre	5,02	4,99
Octubre	5,07	4,91
Noviembre	5,41	5,12
Diciembre	5,30	4,97
Anual	4,93	4,86

Tabla 2.6: Irradiación solar a 5° y 12° de inclinación

Con base a los resultados observables podemos analizar que el ángulo de inclinación mas conveniente es de 5° puesto que tiene una irradiación solar anual de $4,93 kWh/m^2/día$.

Sin embargo, para evitar que se acumulen impurezas en los paneles, se opta por una inclinación de 12°.

2.4.1.3. Arreglo de los flotadores

También se requiere de la selección de un tipo de arreglo de flotadores para manipular el número de flotadores y pasarelas que tendrá el sistema FPV. Buscando tener viabilidad y abaratar costos se ha elegido al arreglo de 1 pasarela por cada 4 filas de paneles solares. Esta configuración se puede visualizar en la Figura 2.15.

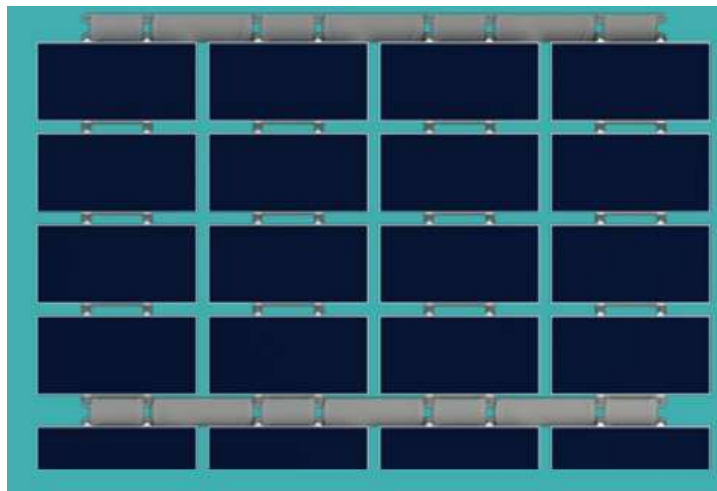


Figura 2.15: Arreglo de flotadores 1 pasarela por cada 4 filas de paneles solares.

2.4.1.4. Sistema de amarre y anclaje

El sistema de amarre y anclaje se puede instalar en las 3 configuraciones explicadas en el marco teórico:

- Anclaje al fondo del embalse
- Anclaje en la orilla
- Anclaje en pilotes

Para la selección del tipo de anclaje se han considerado factores económicos, mano de obra y mantenimiento, siendo el anclaje a la orilla el más viable y factible. Esto debido a que este se presenta como el modelo más económico en comparación con el anclaje en pilotes y en el fondo, su proceso de instalación se simplifica al no tener que anclar al fondo del embalse, lo cual puede considerar un abaratamiento en los costos y en la mano de obra civil [53].

Sin embargo, se debe considerar que para una adecuada selección del anclaje se requiere hacer un estudio de campo más específico, el cual es llevado a cabo por la empresa que instala el sistema FPV. En el caso de Ciel et Terre, el costo de la instalación del anclaje viene incluida en la cotización presentada en la Tabla 4.6 [8].

2.5. Módulo fotovoltaico.

Después de revisar la literatura y la documentación relevante, se concluye que los paneles policristalinos son ampliamente utilizados en sistemas Fotovoltaicos Flotantes (FPV), debido a su eficiencia y costo. Por ello para este caso de estudio se ha optado por los módulos solares policristalinos de 60 o 72 celdas, que son los adecuados e implementados por la empresa Ciel et Terre en la gran mayoría de proyectos [8].

Luego de realizar una comparación en términos de distribución, precio y eficiencia, se ha escogido el módulo solar de la marca ATERSA modelo A-335P de 335W, que consta de 72 celdas solares de 6 pulgadas. La información técnica detallada se encuentra disponible en la Tabla 2.7, y las dimensiones del módulo se pueden observar en la Figura 2.16.

Panel Fotovoltaico ATERSA A-335P 335W	
Tipo de módulo	Poli - Cristalino
Peso	21,5 kg
Número de celdas	72
Potencia Maxima (Pm)	335 W
Voltaje de circuito abierto (Voc)	46,1 V _{DC}
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,38 A
Voltaje en potencia máxima (V _{pm})	38,2 V
Corriente en potencia máxima (I _{mp})	8,77 A
Tolerancia salida de potencia	0/ + 5 W
Rango de temperatura	-40°C a 85°C
Máxima tensión del sistema	1000 V _{DC}
Grado de protección	≥ IP67
Max. serie de fusible	15 A
Eficiencia	17,26 %

Tabla 2.7: Ficha Técnica del Panel ATERSA A-335P de 335W - 72celdas [17].

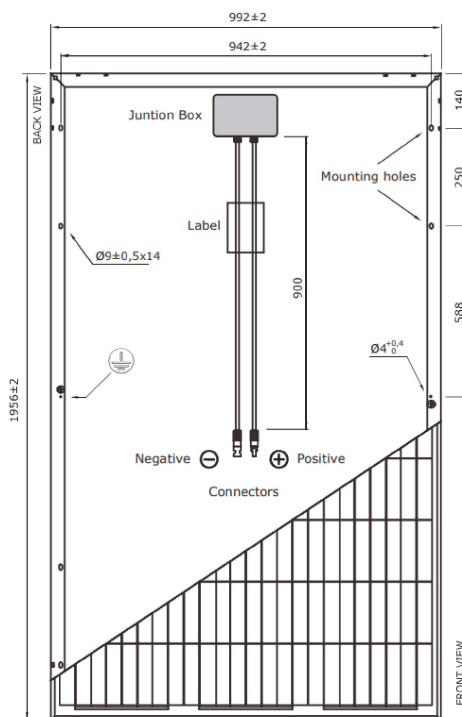


Figura 2.16: Modelo del Panel policristalino ATERSA A-335P - 72 celdas [17].

El precio del panel solar ATERSA es de 179 USD.

2.6. Inversor

Para dimensionar un sistema FPV la selección comúnmente recae en el inversor central debido a su capacidad para manejar potencias superiores a 30 kW, lo que lo convierte en la opción más viable [10].

Sin embargo, esta opción no es la más factible, ya que un fallo en el inversor central podría afectar todo el sistema. Por lo tanto, se opta por utilizar varios inversores trifásicos en paralelo, conectados a la red, lo que se considera una alternativa más viable y segura [10].

Para una correcta selección del inversor, es recomendable tener como referencia la relación entre la potencia que se prevé dimensionar y la potencia nominal del inversor o conjunto de inversores en AC. Dicha relación debe estar entre los valores de 1 y 1.15 para cumplir la condición [19]. Esta se puede visualizar en la ecuación 2.1.

$$1 < \frac{P_{Total\ instalada}}{P_{nom\ inv}} < 1,15 \quad (2.1)$$

Es esencial que los inversores seleccionados cumplan con los requisitos de la ecuación 2.2, la cual establece una relación crucial entre la potencia generada por el generador fotovoltaico y la capacidad de potencia del inversor utilizado en el sistema.

$$P_{INV} = 0,8 \dots 0,9 \cdot P_{Gmax} \quad (2.2)$$

2.7. Canalización y métodos de instalación

2.7.1. Canalizaciones instalación flotante

Para la instalación flotante de los paneles, se emplearán canalizaciones de acero galvanizado en caliente, que discurrirán por la estructura que sujeta los módulos y la plataforma flotante, proporcionando el enlace entre los paneles.

2.7.2. Canalizaciones de enlace strings – inversores

Los cables encapsulados en polietileno, una vez lleguen a tierra, serán conducidos de manera subterránea hacia las casetas de los inversores, con su entrada desde abajo. Estos cables estarán diseñados con las protecciones y características necesarias para ser enterrados directamente, sin la necesidad de utilizar tuberías para su resguardo.

2.7.3. Canalizaciones entre inversores – Entrada del medidor

Asimismo, las salidas de los inversores también se extenderán de manera subterránea hasta las cajas de agrupación, en un procedimiento similar al anterior.

2.8. Cableado Eléctrico

En el proceso de selección del cableado para el sistema, es esencial tener en cuenta dos criterios fundamentales: el cálculo por caída de tensión y el criterio térmico. Ambos criterios están regidos por las normativas del Código Eléctrico Ecuatoriano (NEC) o el Instituto Ecuatoriano de Normalización (IEC).

De acuerdo con estas normativas:

1. La intensidad de cada tramo debe multiplicarse por un coeficiente de 1,25, lo que implica un incremento del 25% respecto a su valor nominal.
2. Para los conductores expuestos a la intemperie, se debe considerar la presencia de humedad y temperaturas de 90°C, y es necesario que cuenten con aislamiento tipo XHHN, superflex o equivalente.
3. La caída de tensión en el sistema debe ser inferior al 3%, desde la interconexión de módulos hasta la red.

Para aplicar estos criterios correctamente, es fundamental considerar tanto la corriente como la distancia de los diferentes tramos en el sistema.

2.8.1. Tramos característicos

Una instalación fotovoltaica conectada a la red generalmente se divide en 3 tramos [10] los cuales son:

Tramo 1 La conexión de módulos fotovoltaicos en serie de cada cadena a la caja de conexiones del generador fotovoltaico.

Tramo 2 El cual conecta la caja de conexiones con el inversor

Tramo 3 La conexión del inversor con el cuadro de protecciones y medida

2.8.2. Criterio de caída de tensión

Para dimensionar los conductores con el criterio de la caída de tensión se debe tener en cuenta los datos de potencia, intensidad, tensiones y longitudes de los tramos indicados. En lo referente a sistemas conectados a la red según la literatura se debe considerar una máxima caída de tensión de 3% desde el generador fotovoltaico hasta la conexión con la red [10]. Por otra parte la normativa ecuatoriana permite una caída de tensión de hasta 5% [54]. Por ello debe repartirse de forma equitativa en todos los tramos.

Para el cálculo de la sección se deben considerar si se trata de una sección monofásica o trifásica. Para la sección monofásica se hace uso de la ecuación 2.3. En el análisis de la conductividad del conductor, es necesario considerar la temperatura de operación del cable, que generalmente es de 90°C en el caso común de aislamiento termoestable. En este contexto, se establece que la conductividad del conductor es 45[10].

$$S_n = \frac{200 \cdot L_n \cdot I_n}{\Delta V \% \cdot Vmax_n \cdot Y_\theta} \quad (2.3)$$

Donde:

S_n Sección en mm²

I_n Corriente máxima que circula en el tramo n

$\Delta V \%$ Caída de tensión admitida

$Vmax_n$ Voltaje máximo que circula por el tramo n.

L_n Longitud del tramo n

Y_θ Conductividad del conductor a emplear.

Mientras que para una sección trifásica se debe hacer uso de la ecuación 2.4. Las dos ecuaciones emplearán en sus cálculos los valores máximos de voltaje y corriente que circularán por las secciones de los diferentes tramos de corriente alterna.

$$S_2 = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I_n \cdot L_n}{\Delta V \% \cdot Vmax \cdot Y_\theta} \quad (2.4)$$

2.8.3. Criterio térmico

El dimensionamiento de la sección del conductor en función del criterio térmico es un proceso esencial en el diseño de instalaciones eléctricas para garantizar que los conductores puedan transportar la corriente de manera segura y eficiente, evitando sobrecalentamientos que puedan dañar los equipos y dañar la seguridad del sistema. Este cálculo se realiza teniendo en cuenta la capacidad de los conductores para disipar el calor generado por la corriente eléctrica que transportan.

El criterio térmico se basa en el principio de que la corriente eléctrica que fluye a través de un conductor produce calor debido a la resistencia del material. Este calor debe disiparse adecuadamente para mantener la temperatura del conductor dentro de límites seguros [25].

Una vez determinada la corriente que circula por el conductor, y aplicando el factor de maximización de 0,25% a la misma. Se debe tener en cuenta los siguientes factores [10]:

2.8.3.1. Normativa ITC – BT - 06 de instalaciones expuestas directamente al sol

F1.1 Factor de corrección que considera el efecto de radiación incidente en el conductor según la normativa ITC – BT – 06 para cableado que se encuentra a la intemperie. (se considera un factor de 0,9 o menor) [25].

F1.2 Factor de corrección en caso de agrupación de cables, estos se pueden visualizar en la Tabla 2.8.

Número de cables	1	2	3	más de 3
Factor de corrección	1	0,89	0,80	0,75

Tabla 2.8: Factores de corrección para cables agrupados a la intemperie [25].

F1.3 Factor de corrección en función de la temperatura ambiente (diferente a 40°C)

Temperatura °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reticulado	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90

Tabla 2.9: Factor de corrección en función de la temperatura ambiente [25].

2.8.3.2. Normativa ITC – BT – 07 para redes subterráneas

F2.1 Factor de corrección en terrenos con temperatura diferente a 25°C. Véase la Tabla 2.11.

Donde la temperatura de servicio hace referencia a la temperatura máxima admisible de los conductores en servicio permanente, y se puede clasificar según la Tabla 2.10.

Tipo de Aislamiento seco	Temperatura máxima °C	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Policloruro de vinilo (PVC)		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250

Tabla 2.10: Temperatura máxima en °C asignada al conductor [25].

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno Θ_t en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	
70	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	

Tabla 2.11: Temperatura del terreno en relación a 25°C [25].

F2.2 Factor de corrección en cables enterrados directamente en terreno de resistividad térmica distinta a 1 K.m/W. Este factor se puede analizar en base a la Tabla 2.8.3.2

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W											
	0,8	0,85	0,9	1	1,10	1,20	140	165	2,00	2,50	2,80	
Unipolar	1,09	1,06	1,04	1	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66	
Tripolar	1,07	1,05	1,03	1	0,97	0,94	0,89	0,84	0,78	0,71	0,69	

Tabla 2.12: Resistividad térmica del terreno [25].

F2.3 Factor de corrección para agrupación de cables tripolares, tetrapolares o ternas unipolares bajo tierra. Este factor se emplea según la Tabla 2.13.

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d = 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d = 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d = 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d = 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d = 0,25	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Tabla 2.13: Número de conductores por canalización [25].

F2.4 Factor de corrección debido a cables enterrados en diferentes profundidades. Este factor se emplea según la Tabla 2.14.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,2
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 2.14: Profundidad de la canalización instalada [25].

Según el criterio térmico, para el cálculo del cableado de cada tramo se tendrá en cuenta una corriente máxima por ramal I_Z

$$I_Z \geq 1,25 * I_{maxstring} \quad (2.5)$$

Debido a que la suma de los paneles conectados en serie resulta en una corriente máxima equivalente a la generada por un solo panel, cada string tendrá una corriente máxima igual a la corriente de cortocircuito de uno de los paneles. Por lo tanto, en cada string se obtiene una corriente máxima similar a la de un panel individual:

$$I_Z \geq 1,25 * I_{SC} \quad (2.6)$$

De acuerdo con las regulaciones establecidas, la corriente máxima por ramal se calcula considerando la capacidad máxima de corriente que puede soportar el cable seleccionado para esa sección, tomando en cuenta los factores de corrección previamente mencionados. Como se puede observar en la ecuación:

$$I_Z = F_n * I_o \quad (2.7)$$

Donde:

F_n Conjunto de factores de corrección multiplicados

I_o Capacidad máxima de corriente para la sección seleccionada.

Capítulo 3

Dimensionamiento del sistema FPV.

3.1. Potencia requerida para el generador FPV.

Para el dimensionamiento del sistema FPV, se debe conocer la demanda que el sistema eléctrico de PTAR Ucubamba requiere para solventar su consumo de energía. Ese cálculo se lo realiza con base en las demandas históricas mensuales de energía, el ángulo de los paneles, la irradiancia del área estudiada, y del rendimiento aproximado de la instalación. Tal como se muestra en la ecuación 3.1.

$$P_{generador} = \frac{E_{consumida}}{PR \cdot \frac{I \cdot N^{\circ} \text{días}}{1000}} \quad (3.1)$$

Donde:

$N^{\circ} \text{días}$ Número de días del mes.

PR Es el rango de rendimiento de la instalación

$E_{consumida}$ Energía consumida por la planta (Wh)

I Irradiación ($kWh/m^2 \cdot día$)

El PR aconsejado para este pre-dimensionamiento es de 0,8. Sin embargo, después se realizará el cálculo del PR real. La Tabla 3.1 indica cual es la potencia requerida por cada uno de los 12 meses del año, de igual manera se puede apreciar los resultados en la Figura 3.1.

Mes	Energía	Días	Irradiación	Potencia
	kWh		($kWh/m^2 \cdot día$)	kW
Enero	299.871	31	4,11	2.941,99
Febrero	430.285	28	3,87	4.963,61
Marzo	381.258	31	3,66	4.200,36
Abril	485.201	30	3,63	5.569,34
Mayo	453.720	31	3,69	4.958,04
Junio	396.356	30	4,01	4.118,41
Julio	426.510	31	3,4	5.058,23
Agosto	415.574	31	4,61	3.634,93
Septiembre	395.576	30	4,11	4.010,30
Octubre	370.360	31	4,27	3.497,39
Noviembre	335.876	30	3,77	3.712,16
Diciembre	291.683	31	3,97	2.962,57

Tabla 3.1: Potencia requerida mensualmente

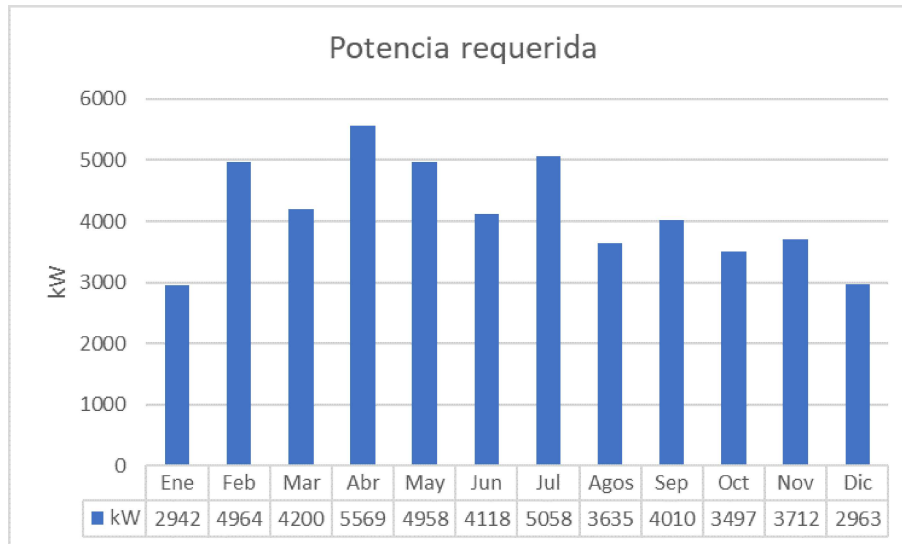


Figura 3.1: Potencia del generador fotovoltaico con base a la irradiación y la demanda energética de PTAR Ucubamba.

El presente estudio considera el mes de abril para el dimensionamiento del generador fotovoltaico, debido a que presenta una mayor demanda energética siendo esta de 485.201 kWh. En la Tabla 3.1 se indica la potencia del generador FPV requerida para cubrir la demanda energética de la planta. En la misma tabla se puede observar que la potencia del generador fotovoltaico debe ser mayor a 2 MW e inferior a 6 MW, sin embargo, por la normativa ARCERNNR 001 – 2021 es posible dimensionar sistemas fotovoltaicos de hasta 1 MW.

3.2. Dimensionamiento del Generador FPV

En el proceso de dimensionamiento del generador fotovoltaico flotante (FPV), se inicia con la elección del inversor y su configuración de conexión a la red eléctrica. Esta selección se basa en la potencia del inversor y el voltaje de la carga, tomando en cuenta que se trata de un sistema de generación distribuida para autoabastecimiento (SGDA).

Una vez que el inversor ha sido elegido, se procede a realizar el cálculo para determinar el número de módulos que se conectarán en serie (cadena) y en paralelo (ramal), con el fin de obtener la configuración del generador fotovoltaico. De esta manera, se obtendrá también la potencia del generador conforme a dicha configuración.

3.2.1. Inversores.

Para el diseño del sistema fotovoltaico flotante (FPV), se ha optado por emplear la configuración de varios inversores trifásicos en paralelo, esto debido a que es mucho más viable y factible al compararlo con el uso de un solo inversor central.

En particular, se han seleccionado los inversores de la marca FIMER modelo PVS - 120 - TL con una potencia AC de 120 kW cada uno, lo que permite alcanzar una potencia total de 960 kW utilizando 8 de ellos, además de que su rango de voltajes incluye los 440V AC que requiere la carga. Se emplea la ecuación 2.1, para verificar la relación entre la potencia a instalar de 1MW y la potencia nominal del conjunto de inversores. Reemplazando los valores se obtiene el inversor seleccionado:

$$1 < \frac{1000 \text{ kW}}{960 \text{ kW}} < 1,15 \quad (3.2)$$

$$1 < 1,041 < 1,15 \quad (3.3)$$

Los inversores de la marca FIMER en su modelo SX2 presentan una característica destacada que consiste en contar con 6 MPPTs (Maximum Power Point Trackers) independientes, cada uno de los cuales dispone de 4 entradas para la conexión de ramales, dando un total de 24 ramales por inversor. Esta configuración se encuentra detallada en la Figura 3.2, donde se detalla la columna que corresponde al modelo SX2 y que forma parte de la ficha técnica del equipo.

Technical data and types			
Type code	PVS-120-TL		
Wiring Box version	SX, SX2	SY, SY2	Standard
Input side			
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V		
Start-up DC input voltage (V_{start})	420 V (400...500 V)		
Operating DC input voltage range ($V_{dmin}...V_{dmax}$)	360...1000 V		
Rated DC input voltage (V_{dc})	720 V		
Rated DC input power (P_{dc})	123000 W		
Number of independent MPPT	6		
MPPT input DC voltage range at ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{dc}	570...850 V (symmetrical load)		
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	25000 W [695 V ≤ VMPPT ≤ 850 V]		75
Maximum DC input current for each MPPT ($I_{dc,max}$)	36 A		
Maximum input short circuit current ($I_{sc,max}$) for each MPPT ¹⁾	50 A		
Number of DC input pairs for each MPPT	4		
DC connection type	PV quick fit connector ²⁾		4 x 1

Figura 3.2: Especificación de la Ficha técnica de FIMER PVS 120-TL [18].

3.2.2. Delimitación de los paneles en serie y paralelo.

En esta sección se llevará a cabo el dimensionamiento de la configuración de los módulos solares, determinando el número de paneles que se conectarán en serie y en paralelo, considerando tanto las especificaciones del inversor como los parámetros del panel solar.

El uso de un inversor provoca la consideración de restricciones para el emplazamiento de los módulos fotovoltaicos. Las restricciones están basadas en variables eléctricas como:

- Rango de voltaje del sistema eléctrico
- Corriente máxima del inversor
- Potencia requerida del sistema

Con el número estimado de paneles requeridos se realiza el cálculo de los factores del módulo fotovoltaico en el rango de temperaturas -10°C y 70°C [10]. Los resultados obtenidos se pueden visualizar en en la Tabla 3.2.

1. Valor mínimo y máximo del rango de voltajes en máxima potencia del módulo fotovoltaico:

$$U_{MP(T)} = U_{mp} + \beta \cdot (T - 25) \quad (3.4)$$

2. Tensión máxima en vacío del módulo fotovoltaico:

$$U_{OC(-10^{\circ}\text{C})} = U_{OC} + \beta \cdot (T - 25) \quad (3.5)$$

3. Intensidad máxima del módulo fotovoltaico:

$$I_{SC(70^{\circ}\text{C})} = I_{SC} + \alpha \cdot (T - 25) \quad (3.6)$$

Donde:

U_{mp} es el voltaje en máxima potencia [V]

U_{OC}	es el voltaje de circuito abierto [V]
I_{SC}	es la corriente de cortocircuito [A]
β	es el coeficiente de variación de voltaje en función de la temperatura [V/°C]
α	es el coeficiente de variación de corriente en función de la temperatura [A/°C]

Factores del módulo Fotovoltaico	
Factores	A-335P GS
$U_{MP(70^{\circ}C)}$	32,18 V
$U_{MP(-10^{\circ}C)}$	42,87 V
$U_{OC(-10^{\circ}C)}$	50,77 V
$I_{SC(70^{\circ}C)}$	9,738 A

Tabla 3.2: Factores del módulo A-335P GS

Calculados los factores del panel fotovoltaico se puede analizar la compatibilidad con el inversor conforme a su rango de tensiones DC en la entrada del MPPT, las cuales se pueden visualizar en la Tabla 3.3.

Rango de tensión a la entrada del MPPT	
$U_{MPPT(min)}$	570 V
$U_{MPPT(max)}$	850 V

Tabla 3.3: Rango de tensiones MPPT del inversor FIMER PVS-120-TL

Con los valores calculados en el apartado anterior se procede a despejar de la ecuación 3.7 el número de paneles que se podrán conectar en serie por cada ramal. La determinación del rango se basará en las condiciones de temperatura y los límites de voltaje tanto máximo como mínimo que el MPPT del inversor es capaz de aceptar.

$$U_{MPPT} = N_s * U_{MP(T)} \quad (3.7)$$

Donde:

U_{MPPT} Valor mínimo y máximo de tensión del inversor por cada MPPT.

N_s Número de paneles en serie por cada ramal.

$$N_s = \frac{U_{MPPT}}{U_{MP(T)}} \quad (3.8)$$

El rango inferior de paneles en serie se obtiene con voltaje nominal a la temperatura de 70°C ($U_{MP(70^{\circ})}$) y el límite inferior del rango de tensiones del MPPT ($U_{MPPT(min)}$).

$$N_{s(min)} = \frac{U_{MPPT(min)}}{U_{MP(70^{\circ})}} \quad (3.9)$$

$$N_{s(min)} = \frac{570 V}{32,18 V} = 17,7 \approx 18 \quad (3.10)$$

Mientras que el rango superior se obtiene con el voltaje nominal a la temperatura de -10°C ($U_{MP(-10^{\circ})}$) y el límite superior del rango de tensiones del MPPT ($U_{MPPT(max)}$).

$$N_{s(max)} = \frac{U_{MPPT(max)}}{U_{MP(-10^{\circ})}} \quad (3.11)$$

$$N_{s(max)} = \frac{850 V}{42,87 V} = 19,82 \approx 19 \quad (3.12)$$

El rango de paneles en serie se puede visualizar en la Tabla 3.4. Es importante destacar que, en el caso de los módulos solares, se utilizará el valor entero redondeado hacia arriba en el caso del valor mínimo, y hacia abajo en el máximo.

N_S	N° de paneles
$N_{S(-10^{\circ}C)}$	18
$N_{S(70^{\circ}C)}$	19

Tabla 3.4: Rango de paneles en serie

Tomando en cuenta que cada MPPT permite la conexión de un máximo de 4 ramales en paralelo, se procede a calcular la intensidad máxima que este arreglo de ramales aportarán, considerando la corriente de cortocircuito a $70^{\circ}C$ del panel fotovoltaico ($I_{SC(70^{\circ}C)}$). Este calculo se puede visualizar en la ecuación 3.13.

$$I_{arreglo} = N_{in\ MPPT} \cdot I_{SC(70^{\circ}C)} \quad (3.13)$$

$$I_{arreglo} = 4 \cdot 9,738 = 38,955$$

Como resultado, se obtiene un valor máximo de 38,955 A, el cual se encuentra por debajo de la capacidad máxima de corriente de 50 A que el MPPT puede manejar.

3.2.3. Configuración final de los módulos solares.

Una vez considerado el número de módulos que se puede tener en serie en cada rama del generador fotovoltaico, se procede a realizar la configuración mas adecuada a los lineamientos del inversor seleccionado. Considerando que cada inversor posee 24 entradas para ramales, se puede dimensionar hasta 192 ramas.

Con la intención de no incrementar demasiado la potencia del generador fotovoltaico, y de emplear todos los ramales del inversor, se determina que para este caso de estudio se conectarán 18 módulos en serie en cada rama. Por lo tanto, se obtiene un total de 24 arreglos que corresponden al total de MPPTs que tienen en conjunto los 8 inversores. Cada arreglo está constituido por 4 ramales de 18 módulos en serie.

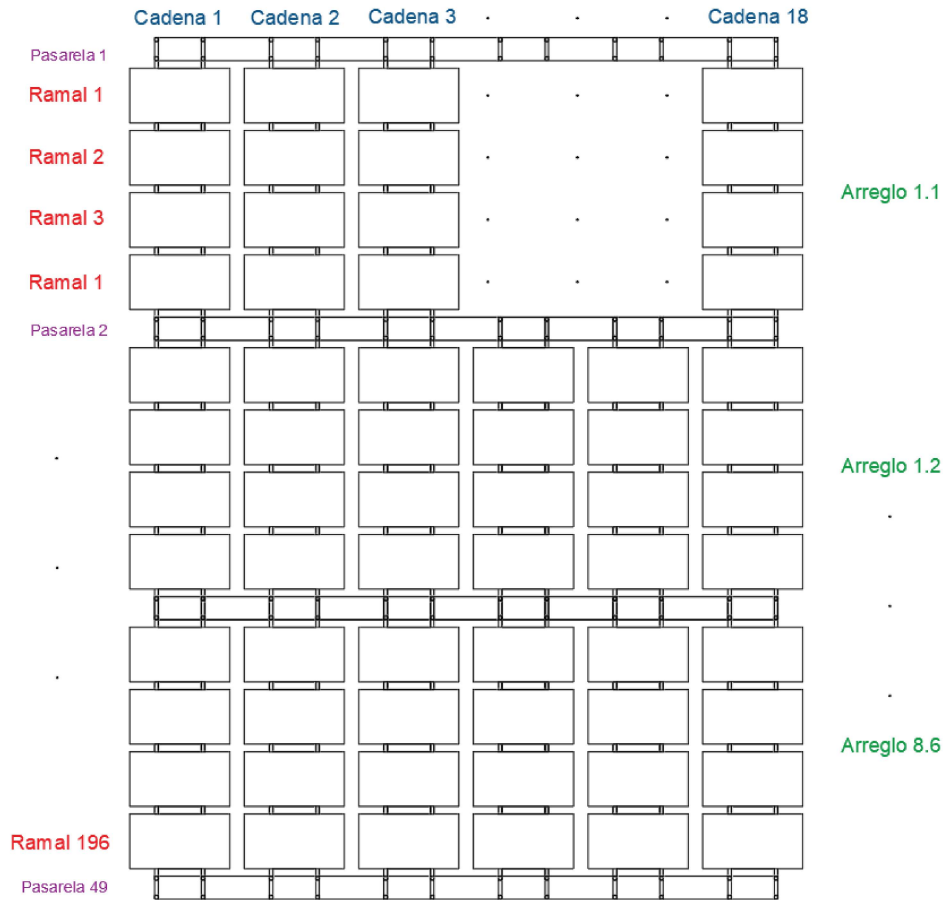


Figura 3.3: Configuración del generador en conjunto con sus flotadores.

En la Figura 3.3 se muestra la disposición definitiva que se alcanzaría con los módulos solares y los flotadores. El término "Arreglo ij" se emplea para identificar el número de inversor (i) y el número de MPPT (j). Es importante resaltar que la inclusión de la pasarela número 49 se realiza para garantizar la adecuada flotabilidad del último arreglo. Con esta adecuación, todos los conjuntos quedan delimitados por dos pasarelas.

3.2.4. Potencia del Generador FPV

Con la configuración de los módulos solares presentada en el anterior apartado, se logra un sistema de 3456 paneles de 335W, obteniendo una potencia final del generador de 1.157,76 kW. El resumen de la configuración del generador FPV se puede visualizar en la Tabla 3.5.

Generador FPV P=1.157,76 kW	
Inversores	8
Paneles	3456
Arreglos	24
N° ramales	192
N° cadenas	18

Tabla 3.5: Resumen de la configuración del generador FPV

3.3. Dimensionamiento de la superficie requerida para el sistema.

Una consideración importante en los sistemas fotovoltaicos es la superficie terrestre requerida para el emplazamiento de los paneles solares, siendo un egreso considerable al momento de dimensionar un sistema solar de grandes magnitudes. En el caso de los sistemas FPV esta cantidad de superficie puede verse abaratada debido a que los cuerpos de agua no suelen ser superficies que sean implementadas en construcción de edificaciones u otros inmuebles.

Sin embargo, es primordial realizar el cálculo de la superficie requerida en este estudio debido a que la misma puede llegar a sobrepasar la superficie de la laguna en la que se busca implementar.

3.3.1. Distanciamiento mínimo entre paneles

El cálculo de la distancia mínima entre paneles para evitar sombras se calcula mediante la ecuación 3.14 :

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \phi)} \quad (3.14)$$

Donde:

- d Distancia mínima (m)
- h Proyección sobre la vertical del obstáculo (m)
- ϕ latitud del lugar ($^\circ$)

Siendo representados en la Figura 3.4. Para el cálculo del distanciamiento se considera una latitud de -2,868805.

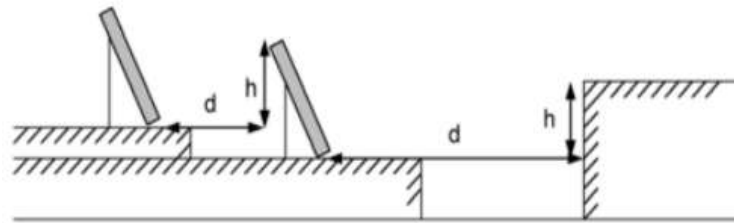


Figura 3.4: Representación de las variables de la separación mínima entre paneles [19].

Al momento de calcular la altura máxima del obstáculo h , es necesario aclarar que los paneles solares serán colocados de forma horizontal, con el lado de mayor longitud paralelo a la superficie terrestre. Este dato es importante debido a que h es calculada en función de la longitud e inclinación del panel solar tal como se puede observar en la Figura 3.5.

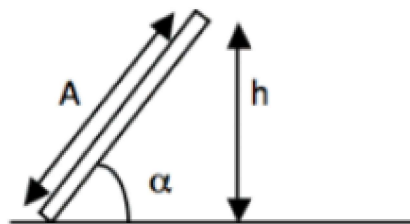


Figura 3.5: Altura máxima del obstáculo.

Donde A es la longitud del panel, y α es el ángulo de inclinación previamente calculado como 12° . Llegando a la ecuación 3.15.

$$h = A * \text{sen}(\alpha) \quad (3.15)$$

$$h = 0,992 \cdot \text{sen}(12^\circ) \quad (3.16)$$

$$h = 0,20 \text{ m} \quad (3.17)$$

Por lo tanto, d:

$$d = \frac{0,20 \text{ m}}{\text{tg}(61^\circ - (-2,872))} = 0,0981 \text{ m} \quad (3.18)$$

Con ello se llega a la resolución de que la distancia mínima que debe existir entre las filas de los paneles fotovoltaicos es 0,0981 m lo que equivale a 9,81 cm.

3.3.2. Superficie requerida para el sistema.

Una vez conocidos el número de paneles fotovoltaicos a instalar y las dimensiones de los flotadores observables en el arreglo seleccionado, se puede calcular la superficie que se requiere ocupar de la laguna facultativa 1.

Haciendo un análisis visual de la Figura 2.15 se puede apreciar que por cada 16 módulos solares se requieren 16 flotadores principales, y una fila de 4 flotadores pasarela pequeños y 3 largos. Adicionalmente, la compañía Ciel et Terre recomienda la disposición de una columna de paneles principales alrededor del generador fotovoltaico para prevenir posibles daños en el futuro, tal como se ilustra en la Figura 3.6. Esto implicaría la incorporación de 2 flotadores pasarela pequeños y 2 flotadores pasarela largos a la disposición definitiva por cada hilera.

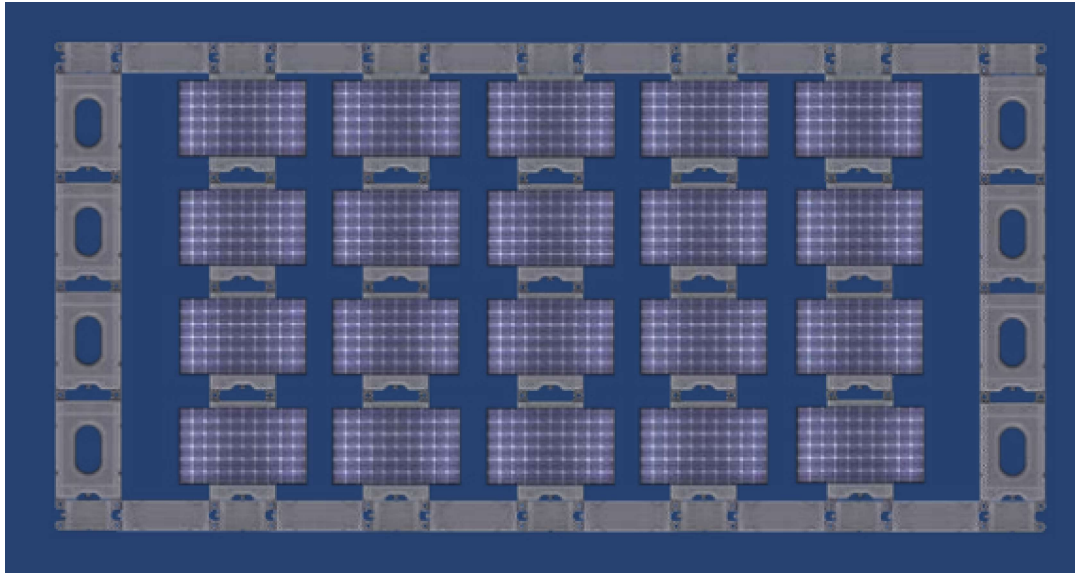


Figura 3.6: Columna al contorno del generador[8].

A partir de esta configuración, es posible determinar la superficie total ocupada por el generador FPV en función de los flotadores que formarán el perímetro del sistema.

En caso de que se contemple que la superficie utilizada por el generador fotovoltaico tenga una configuración rectangular, y considerando que en el lado más corto se ubicarán los 18 módulos en serie, la longitud de este lado se calculará sumando el total de flotadores pasarela pequeños (20) y flotadores pasarela largos (19) a lo largo del contorno. Para este cálculo se emplea la ecuación 3.19.

$$L_{inf} = 20 \cdot L_{p,peq} + 19 \cdot L_{p,larg} \quad (3.19)$$

Donde:

L_{inf} Longitud del lado inferior de la configuración de flotadores.

$L_{p,peq}$ Longitud horizontal del flotador pequeño.

$L_{p,larg}$ Longitud horizontal del flotador largo

$$L_{inf} = 20 \cdot (740 \text{ mm}) + 19 \cdot (1335 \text{ mm}) = 40165 \text{ mm} \quad (3.20)$$

Para calcular la longitud mayor de la superficie rectangular formada por los flotadores, es necesario tener en cuenta que se contemplan un total de 192 módulos en paralelo. Esto implica que habrá 192 flotadores principales en el lado de mayor extensión (1440 mm), junto con 49 flotadores pasarela en el lado de menor longitud (267 mm). Este calculo se puede visualizar en la ecuación 3.21:

$$L_{sup} = 192 \cdot L_{f,principal} + 49 \cdot L_{p,peq(-)} \quad (3.21)$$

Donde:

L_{sup} Longitud del lado superior de la configuración de flotadores.

$L_{f,principal}$ Longitud vertical del flotador principal.

$L_{p,peq(-)}$ Longitud vertical del flotador pequeño.

$$L_{sup} = 192 \cdot (1440 \text{ mm}) + 49 \cdot (267 \text{ mm}) = 289563 \text{ mm} \quad (3.22)$$

Los resultados de los calculos de la superficie ocupada por el generador fotovoltaico en la laguna facultativa 1 se pueden visualizar en la Tabla 3.6. La Figura 3.7 muestra las dimensiones del generador fotovoltaico, junto con los flotadores que deben agregarse según las recomendaciones de la empresa para optimizar la capacidad de flotación, los cuales estan dibujados con un color rojo.

Generador fotovoltaico			
	mm	m	Ha
L_{inf}	40,165	40,165	
L_{sup}	289,563	289,563	
Superficie	11.630,298 mm^2		1,163

Tabla 3.6: Dimensiones finales de la superficie ocupada por el generador fotovoltaico.

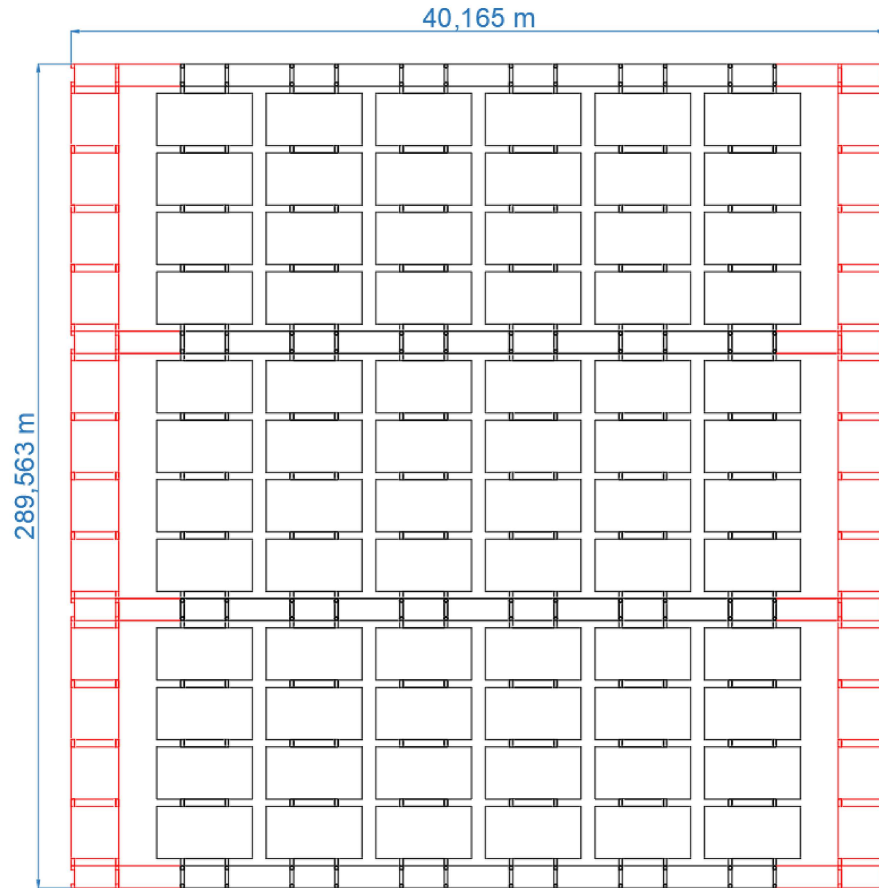


Figura 3.7: Dimensiones del generador fotovoltaico con flotadores de adecuación.

3.3.3. Compatibilidad con la laguna Facultativa 1.

La laguna facultativa tiene una superficie disponible de 13 hectáreas de las cuales la estructura flotante del sistema ocupará únicamente 1,163 hectáreas, un 8,95 % de su superficie total, por lo que se concluye que es factible. En la Figura 3.8 se puede visualizar las dimensiones de la laguna facultativa 1, las cuales han sido recopiladas de la base de datos de google maps [12].



Figura 3.8: Dimensiones laterales de la laguna facultativa 1 [12].

La Figura 3.9 muestra una vista panorámica del emplazamiento del generador de Paneles Fotovoltaicos (FPV) sobre la laguna facultativa 1, junto con la disposición de los inversores situados en la orilla de dicha laguna.

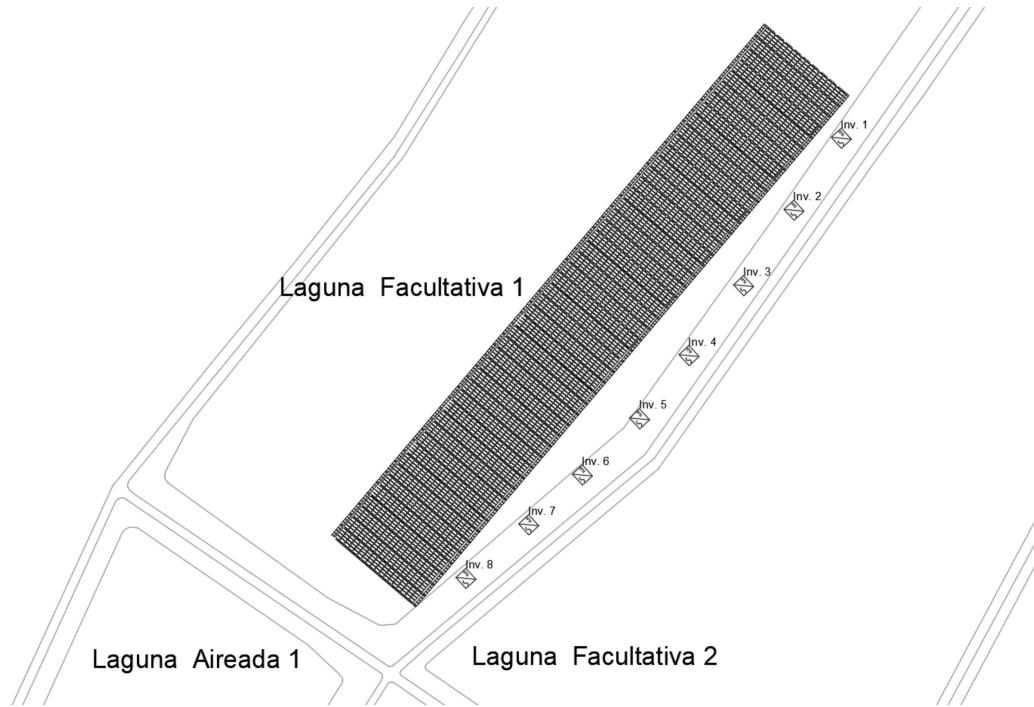


Figura 3.9: Ubicación referencial del proyecto en la laguna de facultativa 1

3.4. Cálculo del cableado

En la presente sección se hará el cálculo y selección del cableado para los diferentes tramos de la instalación, incluyendo secciones de corriente continua y alterna. Se deben hacer ciertas consideraciones al tratarse de una instalación flotante.

3.4.1. Tramos característicos de la instalación.

Para el presente caso no se requiere el uso de cajas de conexión debido a que el dimensionamiento se ha realizado considerando que el conjunto de inversores pueda albergar a todas las ramas del generador fotovoltaico. Por lo tanto el sistema queda dividido en dos tramos únicamente:

- Tramo 1: Conexión de las cadenas de los módulos en serie al inversor
- Tramo 2: Conexión del inversor al cuadro de protecciones y medida.

En cada tramo es necesario considerar las siguientes intensidades:

Tramo 1: la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico. Tomar en cuenta que es un circuito C.C

Tramo 2: la intensidad de salida del inversor para su potencia nominal, además de su tensión nominal en AC.

Se debe considerar que el tramo 1 se dividirá en dos subtramos, tomando en cuenta que se tendrá el inter-conexión de las ramas, y el cableado que ira desde el final de la rama hasta la entrada al inversor.

3.4.2. Dimensionamiento por el criterio de caída de tensión

Considerando que el 5% de caída de tensión debe ser distribuida en función de la longitud de cada tramo, se realiza la distribución de forma que se tenga un 1,5% en el tramo 1 y el 1,5% en el tramo 2. A su vez el tramo 1 estará subdividido en dos partes, la primera con una caída de 0,6% y la segunda con una caída de 0,9%, esto debido a que el fabricante del módulo solar ATERSA sugiere que el cableado para conectar los paneles debe tener una sección de entre 4 mm^2 y 6 mm^2 [17].

3.4.2.1. Tramo 1.1 Inter-conexionado en serie de los módulos solares.

Para el cálculo del calibre se requiere conocer la distancia existente entre los diferentes módulos solares de cada rama y sus puntos de conexión en serie. Esta se tomará en cuenta desde el ultimo hasta el primer módulo de cada cadena. Al tratarse de un mismo número de módulos solares por cada rama, se tiene un total de 45 m. A la par, se recomienda que la conexión de los paneles se realice con conectores MC4 y una corriente nominal de 30 A [17] los cuales pueden visualizarse en la Figura 3.10.



Figura 3.10: Conectores MC4 [20].

La intensidad de cortocircuito en los módulos es:

$$I_{sc} = 9,74 \quad (3.23)$$

Considerando que al tener los módulos en serie esta corriente se mantiene para toda la cadena. Bajo el criterio de incremento del 25% debido al margen de seguridad M_{sg} :

$$M_{sg} = 1,25 \quad (3.24)$$

La corriente que circulará por el tramo 1 I_1 es de:

$$I_1 = I_{sc} \cdot M_{SG} \quad (3.25)$$

$$I_1 = 9,74 \cdot 1,25 = 12,173A \quad (3.26)$$

Además, se considera una tensión máxima de la rama $V_{max\ rama}$ de

$$V_{max\ rama} = N_S \cdot V_{OC} \quad (3.27)$$

$$V_{max\ rama} = 18 \cdot 50,78 = 1066,362 V \quad (3.28)$$

Haciendo uso de la ecuación 2.3 para secciones monofásicas y considerando una caída de tensión de 0,6% se obtiene la sección del tramo 1.1:

$$S_{1,1} = \frac{200 \cdot 45 \cdot 12,173}{0,6 \cdot 1066,362 \cdot 45} = 3,80 mm^2 \quad (3.29)$$

3.4.2.2. Tramo 1.2. Conexión de las ramas al inversor

Posteriormente se consideran los cables externos, los cuales unirán la rama de paneles por el polo positivo y negativo al inversor, estos cables se pueden observar en la Figura 3.11. Considerando la longitud entre los 18 paneles de forma lateral, y una separación de 5 cm entre cada panel se puede realizar el calculo de la caída de tensión.

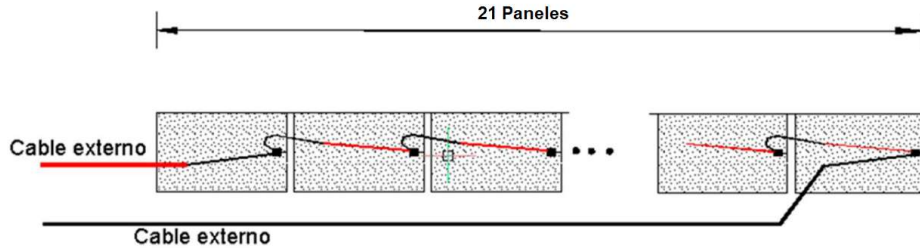


Figura 3.11: Conexión entre paneles solares - Cable externo [21].

Por ello se ha tomado como referencia el caso de la longitud mayor siendo esta de 100 m. La caída de tensión permitida para este tramo será de 0,5%. Teniendo en cuenta que la corriente y el voltaje que circulan por este tramo son los mismos que circulan por el tramo 1.1 se obtiene:

$$S_{1,2} = \frac{200 \cdot 100 \cdot 12,173}{0,6 \cdot 1066,362 \cdot 45} = 13,75 \text{ mm}^2 \quad (3.30)$$

3.4.2.3. Tramo 2. Conexión del inversor AC a la entrada del medidor.

En el tramo 2 se a concentrado la conexión de corriente alterna, y viene a ser la salida del inversor hasta la conexión con el medidor y la red de media tensión.

Para ello se debe calcular la corriente a la salida de los inversores, considerando que la misma será trifásica, se emplea la ecuación 3.31:

$$I_{inv\ ca} = \frac{P_{n\ inv}}{\sqrt{3} \cdot U_{n\ ca}} \quad (3.31)$$

Donde:

$P_{n\ inv}$ Es la potencia nominal de los inversores.

$U_{n\ ca}$ Voltaje nominal AC a la salida del inversor.

Con ello se obtiene que la corriente a la salida del inversor es de 157,46 A. Al incrementar su valor un 125% debido al margen de seguridad se llega a:

$$I_2 = 157,46 \cdot 1,25 = 196,82 \text{ A} \quad (3.32)$$

La longitud se considera desde la laguna facultativa hasta el medidor como se puede observar en la Figura 3.12, siendo este valor 975 m. Por último la caída de tensión admisible para no sobrepasar la normativa de 5% será de 3,5%.



Figura 3.12: Distancia entre los inversores y los medidores[12].

Se procede a calcular la sección del tramo 2 empleando la ecuación 2.4:

$$S_2 = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 196,82 \cdot 975}{3,5 \cdot 440 \cdot 45} = 479,63 \text{ mm}^2 \quad (3.33)$$

La selección de las secciones comerciales de la marca TOP CABLE se las puede ilustrar en la Tabla 3.7.

Tramo	Sección calculada mm^2	Sección comercial
Tramo 1.1	3,80	TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K 4 mm^2
Tramo 1.2	5,64	TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K 6 mm^2
Tramo 2	479,63	TOP CABLE RV-AL 1 x 630 mm^2

Tabla 3.7: Secciones del cableado calculadas por el criterio de caída de tensión.

3.4.3. Dimensionamiento por el criterio térmico

3.4.3.1. Tramo 1.1. y 1.2 a la intemperie

En el dimensionamiento de el tramo 1.1 y 1.2 se deben considerar los factores de corrección según la normativa ITC – BT – 06 debido a que estos conductores se encuentran a la intemperie.

Se ha optado por elegir 0,9 como el factor $F_{1,1}$, el cual tiene en cuenta el impacto de la radiación incidente en el sistema.

$$F_{1,1} = 0,9 \quad (3.34)$$

Se considera que la canalización del tramo 1.2 se encuentra sobre los flotadores pasarela, cada una albergando a un total de 4 conductores, correspondientes al límite de ramales que puede tener cada MPPT. Como se puede ver en la Figura 3.13.

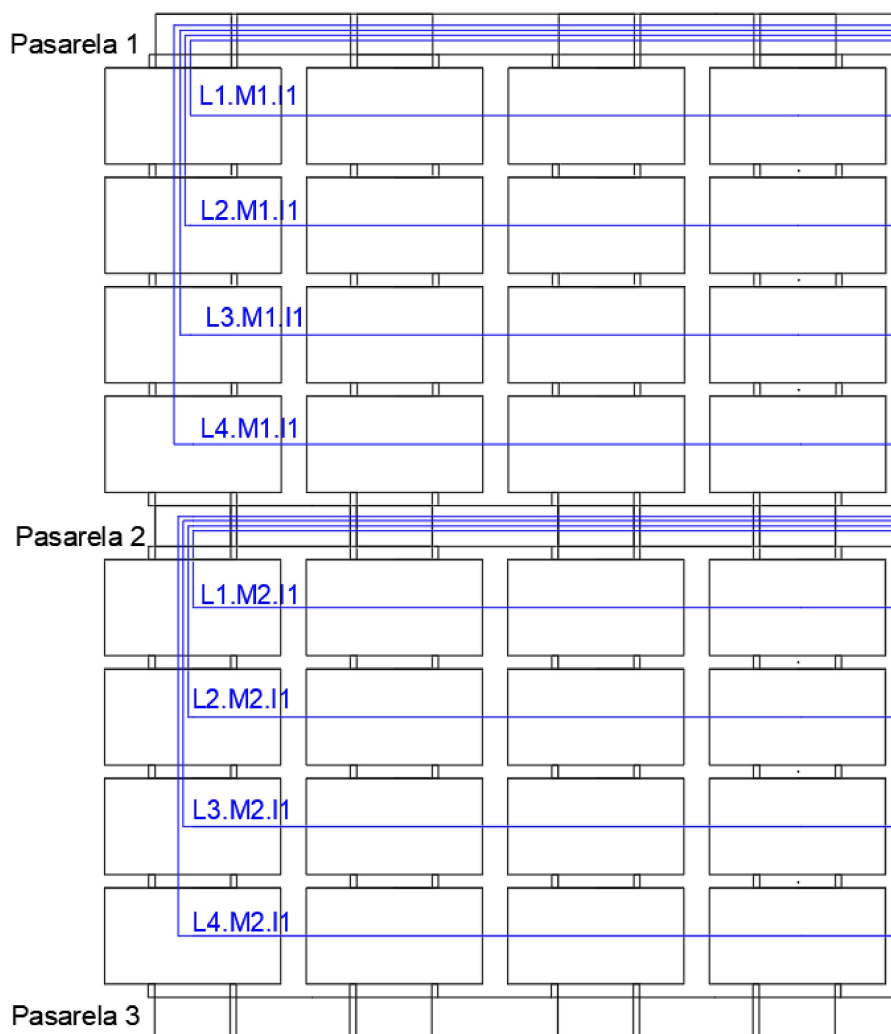


Figura 3.13: Cantidad de conductores que circulan por cada pasarela.

Se presenta el código LN,MN, IN donde:

- L es el número de línea
- M es el número de MPPT
- I es el número de inversor.

Analizando el código anteriormente explicado y la Figura 3.13, se evidencia que la pasarela 1 albergará a los conductores de las 4 ramas pertenecientes al MPPT 1 del inversor 1.

Por ello se selecciona el factor F1.2 como indica en la Tabla 3.8 .

Número de cables	1	2	3	más de 3
Factor de corrección	1	0,89	0,80	0,75

Tabla 3.8: Selección del factor de corrección F1.2

$$F_{1,2} = 0,75 \tag{3.35}$$

Dado que se considera una temperatura ambiente promedio de 13 °C en el ambiente de la laguna facultativa, de acuerdo con la Tabla 3.9 se tiene el factor:

Temperatura °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reticulado	1.18	1.14	1.10	1.05	1.00	0.95	0.90

Tabla 3.9: Selección del factor de corrección F1.3

Para el tramo 1.1 y 1.2 se consideran la secciones comerciales ilustradas en la Tabla 3.7.

En la Figura 3.14 se puede observar que para la sección del tramo 1.1 el límite de corriente admitido es de 70 A si se encuentra al aire libre. Por otro lado para la sección del tramo 1.2 se tiene un límite de corriente de 132 A.

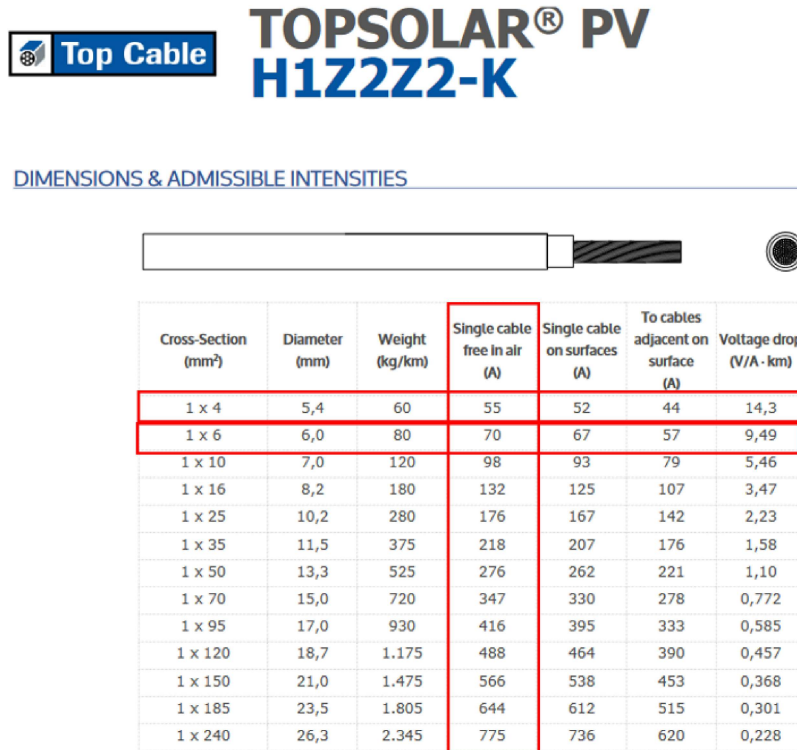


Figura 3.14: Intensidades admisibles para las secciones del tramo 1.1 y 1.2

Una vez se tienen calculados los factores de corrección se requiere emplear la ecuación 2.7 adecuada a la intemperie.

$$I_Z = F_{1,1} * F_{1,2} * F_{1,3} * I_0 \quad (3.36)$$

Para el tramo 1.1 se tiene:

$$I_{Z1,1} = 0,9 \cdot 0,75 \cdot 1,18 \cdot 55 = 43,80 A \quad (3.37)$$

Mientras que para el tramo 1.2 I_Z será:

$$I_{Z1,2} = 0,9 \cdot 0,75 \cdot 1,18 \cdot 70 = 55,755 A \quad (3.38)$$

Se concluye que por el tramo 1.1 y 1.2 circulará una corriente de 12,173 A, empleando la ecuación 2.6 se puede visualizar que se cumple la con el criterio termico dado que:

$$I_{Z1,1} \geq I_1 \quad (3.39)$$

$$43,80 A \geq 12,173 A \quad (3.40)$$

$$I_{Z1,2} \geq I_1 \quad (3.41)$$

$$55,755 A \geq 12,173 A \quad (3.42)$$

3.4.3.2. Tramo 2 subterráneo.

En el dimensionamiento del tramo 2 se deben considerar los factores según la normativa ITC – BT – 07 debido a que estos conductores se encuentran en una conexión subterránea, por lo tanto, se tienen los siguientes factores:

Se considera la temperatura del terreno en conjunto con una temperatura de servicio de 90°C, por lo cual, considerando un promedio de 13°C se selecciona el factor como se indica en la Tabla 3.10.

Temperatura de servicio θ_s (°C)	Temperatura del terreno θ_t en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 3.10: Selección del factor de corrección F2.1 en función de la T del terreno

$$F_{2,1} = 1,07 \quad (3.43)$$

Para la resistividad térmica del terreno se tomará como referencia el valor de 0,9 [20], el cual ha sido implementado en proyectos de este tipo. Proyectados a tener un conductor unipolar se selecciona de acuerdo a la Tabla 3.11:

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.8	0.85	0.9	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla 3.11: Selección del factor de corrección F2.2 en función de la resistividad del terreno

$$F_{2,2} = 1,04 \quad (3.44)$$

Para la selección del tercer factor de corrección se tiene que tener en cuenta que por la zanja que se dirige al cuadro de medición, se considera que circulen un total de 24 conductores, debido a que se tienen 8 inversores trifásicos. Con una mínima separación de contacto, en este caso se selecciona un distanciamiento de 0,07 m. Con lo que la selección del factor de corrección se puede visualizar en la Tabla 3.12:

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0.80	0.70	0.64	0.60	0.56	0.53	0.50	0.47
d = 0.07 m	0.85	0.75	0.68	0.64	0.6	0.56	0.53	0.50
d = 0.10 m	0.85	0.76	0.69	0.65	0.62	0.58	0.55	0.53
d = 0.15 m	0.87	0.77	0.72	0.68	0.66	0.62	0.59	0.57
d = 0.20 m	0.88	0.79	0.74	0.70	0.68	0.64	0.62	0.60
d = 0.25	0.89	0.80	0.76	0.72	0.70	0.66	0.64	0.62

Tabla 3.12: Selección del factor de corrección $F_{2,3}$ en función del número de cables en la canalización subterránea

$$F_{2,3} = 0,5 \quad (3.45)$$

Por ultimo se debe considerar la profundidad de 0,6 metros en función de la normativa ecuatoriana, por lo que el factor con respecto a la profundidad se selecciona de acuerdo a la Tabla 3.4.3.2.

Profundidad de instalación (m)	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.2
Factor de corrección	1.03	1.02	1.01	1	0.99	0.98	0.97	0.95

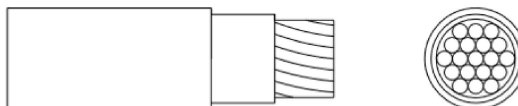
Tabla 3.13: Selección del factor de corrección $F_{2,4}$ en función de la profundidad de la canalización subterránea

$$F_{2,4} = 1,01 \quad (3.46)$$

Para el tramo 2 se considera la sección ilustrada en la Tabla 3.7 de 630 mm^2 .

En la Figura 3.15 se puede observar que para la sección del tramo 2 el límite de corriente admitido es de 572 A si se encuentra al bajo tierra.

DIMENSIONS & ADMISSIBLE INTENSITIES



Cross section (mm ²)	Diameter (mm)	Weight (kg/km)	Open air (A) ¹	Buried (A) ²	Voltage drop (V/A·km) ³
1 x 50	14,5	270	184	139	1,642
1 x 70	16,6	345	237	170	1,135
1 x 95	17,7	425	289	204	0,820
1 x 120	19,5	525	337	233	0,648
1 x 150	20,7	610	389	261	0,527
1 x 185	22,5	740	447	296	0,420
1 x 240	25,0	930	530	343	0,320
1 x 300	27,0	1.095	613	386	0,256
1 x 400	30,0	1.395	740	448	0,199
1 x 630	38,4	2.225	996	572	0,120
3 x 1 x 120 + 1 x 70	42,9	2.480	296	174	0,648
4 x 70	38,6	1.820	211	170	1,135
4 x 95	41,2	2.220	257	204	0,820
4 x 1 x 120	47,0	2.090	296	174	0,648
4 x 1 x 150	49,9	2.465	389	195	0,527
4 x 1 x 185	54,3	2.980	342	222	0,420
4 x 1 x 240	60,3	3.750	466	257	0,320
4 x 1 x 300	65,1	4.420	539	289	0,256
4 x 1 x 400	72,2	5.630	651	336	0,199

Figura 3.15: Intensidad admisible para la sección del tramo 2

Una vez se tienen calculados los factores de corrección se requiere emplear la ecuación 2.7 adecuada a lo subterráneo.

$$I_Z = F_{2,1} * F_{2,2} * F_{2,3} * F_{2,4} * I_0 \quad (3.47)$$

Para el tramo 2 se tiene:

$$I_{Z2} = 1,07 \cdot 1,04 \cdot 0,5 \cdot 1,01 \cdot 572 = 321,44 \text{ A} \quad (3.48)$$

Para el tramo 2 la corriente circulará considerando un aumento del 25% se obtiene como 196,823 A, empleando la ecuación 2.6 se puede visualizar que se cumple con el criterio térmico, dado que:

$$I_{Z2} \geq I_2 \quad (3.49)$$

$$321,44 \text{ A} \geq 196,823 \text{ A} \quad (3.50)$$

La sección y cableado seleccionados se resumen en la Tabla 3.14:

Tramo	Modelo	Sección mm ²
Inter-conexión módulos	TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K	4
Ramales - Inversor	TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K	6
Inversor - Cajas de protección y medición	TOPCABLE RV-AL-K	630

Tabla 3.14: Resumen del cableado final.

3.5. Protecciones eléctricas

Las medidas de seguridad eléctrica implementadas asegurarán constantemente la protección de las personas y los equipos que se encuentren en la instalación, detectando con lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REBT.

En el caso específico de la instalación generadora, las protecciones se encuentran en los equipos inversores de la marca FIMER, los cuales garantizan la seguridad tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna.

En las Tabla 3.15 y 3.16 se muestran las protecciones que están disponibles internamente en los inversores:

Protección Eléctrica DC	Estado
Protección contra polaridad inversa	Integrado
Protección de sobretensión de entrada para cada descargador de sobretensión MPPT con monitorización	Tipo I + II
Control de aislamiento de matriz fotovoltaica	Integrado
Unidad de monitoreo de corriente residual (protección de corriente de fuga)	Integrado
Valor nominal del interruptor de CC para cada MPPT	50 A - 1000V
Fusible nominal	20A / 1000V
Monitoreo de corriente de entrada	Integrado

Tabla 3.15: Protecciones integradas en el inversor FIMER en DC

Protección Eléctrica AC	Estado
Protección anti-inundación	Estandar local
Máxima protección externa contra sobreintensidad de CA	225 A
Protección de sobretensión de salida - dispositivo de protección contra sobretensiones sustituible	Tipo II con monitorización

Tabla 3.16: Protecciones integradas en el inversor FIMER en AC

Según las indicaciones proporcionadas en la normativa ARCERNNR - 001/2021 [37], se aconseja incluir dispositivos de protección adicionales en la salida de corriente alterna (AC) del inversor. Se especifica que estas protecciones deben ser dimensionadas para ser al menos 1,25 veces la corriente nominal de la salida AC del inversor.

Por esta razón, se instalará un interruptor tripolar automático y un interruptor diferencial con una sensibilidad de 30 mA, además de los fusibles correspondientes a cada línea, asegurándose de que se cumplan las especificaciones de salida del inversor.

- Intensidad nominal

$$I_n \geq I_{inv\ AC} \cdot 1,25 \quad (3.51)$$

$$I_n \geq 157,46 \cdot 1,25 \quad (3.52)$$

$$I_n \geq 196,823\text{ A} \quad (3.53)$$

- Tensión nominal

$$V_n \geq 440\text{V} \quad (3.54)$$

En las Figuras 3.16 y 3.17, es posible observar la representación diagramática de la conexión del sistema fotovoltaico al tablero de distribución de carga en formato multifilar.

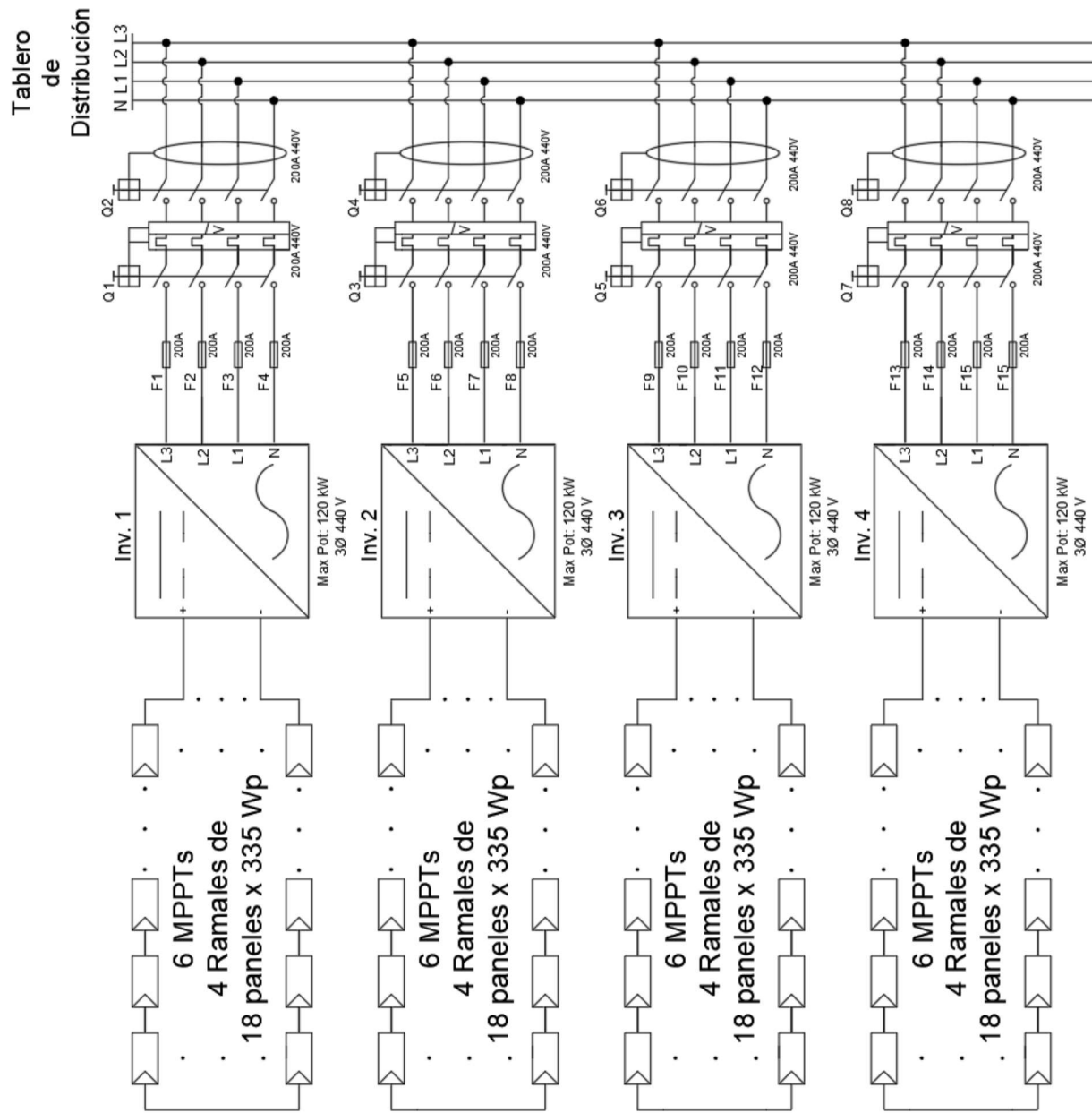


Figura 3.16: Diagrama Multifilar: Conexión de los inversores del 1 al 4

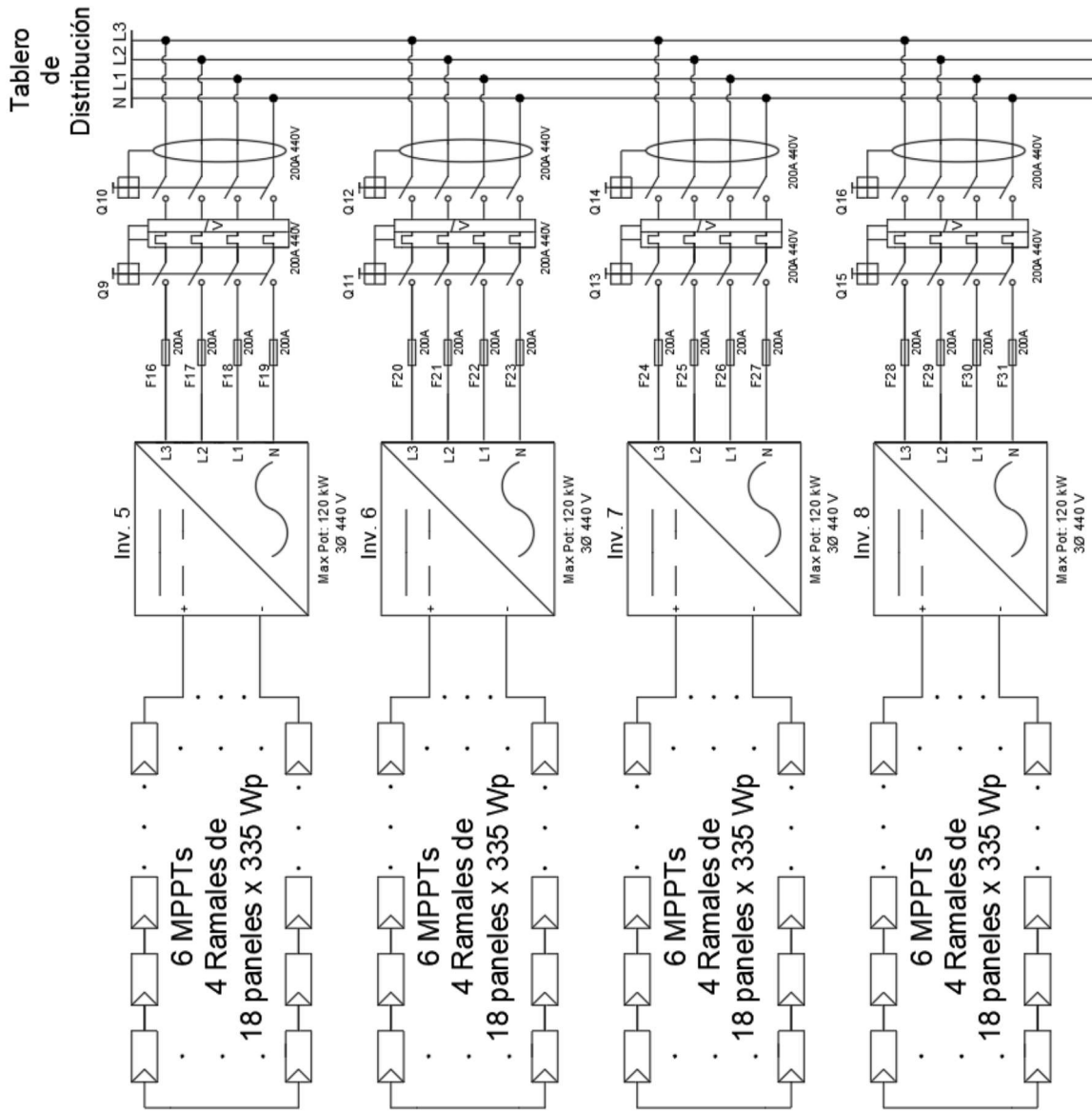


Figura 3.17: Diagrama Multifilar: Conexión de los inversores del 5 al 8

3.6. Dimensionamiento de tierras.

En esta sección se realizará el cálculo de la resistencia de puesta a tierra para lograr una protección efectiva de las masas contra derivaciones. Se ha elegido un sistema de tierras con las siguientes características:

- Superficie total de 3.000 m².
- Profundidad de enterramiento de 50 cm.
- Resistividad del terreno alrededor de 300 $\Omega \cdot m$ ya sea la resistividad natural del terreno o aquella lograda mediante el tratamiento de la zanja donde se instalará la malla de puesta a tierra utilizando materiales como margas o arcillas para relleno.

El cálculo bajo estas condiciones se realizará utilizando la fórmula presentada por la ITC – RAT-13, que se visualiza en la ecuación 3.55.

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot A} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (3.55)$$

Donde:

- ρ Resistividad del terreno, en el presente estudio 300 $\Omega \cdot m$.
- h Profundidad de enterramiento de la malla, para este estudio 50cm.
- A Área ocupada por la malla en su conjunto, para este proyecto 3000 m²
- L Longitud del conductor enterrado, sumando 1500 m.

Sustituyendo estos valores en la ecuación 3.55 se obtiene:

$$R_g = 300 \left[\frac{1}{1500} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot 3000} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5 \cdot \sqrt{\frac{20}{3000}}} \right) \right] \quad (3.56)$$

$$R_g = 2,6 \Omega$$

El cual se considera apropiado para una protección de masa efectiva.

3.7. Rendimiento energético de la instalación FPV

Para que un proyecto sea factible y viable, es necesario evaluar su rendimiento, el cual se calcula en función de las pérdidas propias de cada equipo del sistema FPV. Una vez calculado el rendimiento global es posible ejercer un juicio y evaluar la viabilidad del proyecto en función del consumo eléctrico ahorrado gracias al generador fotovoltaico.

A partir de ello se explican las variables propias y externas a los equipos, que afectarán al rendimiento global del sistema FPV.

Para el cálculo del Performance ratio (PR) se hace uso de la ecuación 3.57:

$$PR\% = (100 - A - P_{Temp}) \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F \quad (3.57)$$

Donde la variable A se compone a su vez de 3 variables detalladas en la siguiente sección.

3.7.1. Pérdidas en el generador subvariable A

3.7.1.1. Pérdidas por degradación de parámetros (A1)

Los módulos no trabajan a las condiciones de prueba de los fabricantes, por ello se originan pérdidas en la potencia nominal indicada, causando lo que se conoce como tolerancia de producción.

El valor porcentual de esta dispersión se considera alto si se tiene un 10% de pérdidas, mientras que es adecuado si esta no supera el 5%.

El módulo seleccionado tiene una tolerancia de producción que viene marcado en su ficha técnica de 0 a 5 W, lo que conlleva una baja pérdida por dispersión por lo que su rango será inferior a 5%, en este caso se elige un valor de 2%.

3.7.1.2. Pérdidas por acumulación de suciedad en los paneles (A2)

La acumulación de polvo y suciedad en la superficie del panel, produce pérdidas, debido a que impide el proceso fotoeléctrico al disminuir el paso de los rayos del sol al panel. Este hecho repercute en el desempeño del sistema, pero se puede replegar y verse disminuido con un correcto mantenimiento y limpieza periódica.

El rango de pérdidas se encuentra entre 1% y 8% dependiendo de si la zona en la que se encuentra es de poco o mucho polvo. Se asumirá que el personal de la planta de tratamiento llevará a cabo este mantenimiento, y considerando que no se encuentra en una zona rural se reducen estas pérdidas a lo mínimo, tomando para este estudio un valor de 2%.

3.7.1.3. Pérdidas por reflectancia (A3)

Los rayos del sol no inciden de forma perpendicular sobre el generador, por lo que se ve disminuida la eficiencia en un 2% a 6%. Un promedio anual en el Ecuador al encontrarse en la zona ecuatorial es de 2%.

Para el total de pérdidas en el presente estudio se tiene:

$$A = A_1 + A_2 + A_3 = 0,02 + 0,02 + 0,02 = 0,06$$

3.7.2. Pérdidas en el tramo de corriente continua (B)

Haciendo referencia a las pérdidas ocasionadas en el primer tramo de las conexiones eléctricas, es el cableado entre los paneles solares y el inversor, entre los cuales se encuentran fusibles, conexiones, etc de corriente continua. Las pérdidas en corriente continua no deben superar el 2%.

$$B = 1 - P_{cond_{CC}} \quad (3.58)$$

Donde:

$P_{cond_{CC}}$ Son las pérdidas en corriente CC.

$$B = 1 - 0,02 = 0,98 \quad (3.59)$$

3.7.3. Pérdidas en el tramo de corriente alterna (C)

De acuerdo con la normativa vigente NEC, las pérdidas en el tramo de CA no deben superar el 5%. Por lo cual para este proyecto se ha considerado una pérdida de 3% considerando algunas conexiones intrínsecas en el inversor.

$$C = 1 - P_{cond_{CA}} \quad (3.60)$$

Donde:

$P_{cond_{CA}}$ Son las pérdidas en corriente CA.

$$C = (1 - 0,03) = 0,97 \quad (3.61)$$

3.7.4. Pérdidas por disponibilidad (D)

Son ocasionadas debido a la desconexión momentánea o permanente del sistema FPV a causa de mantenimientos o incluso fallos en la red. El valor promedio para estas pérdidas es de 5%.

$$D = 1 - P_{dis} \quad (3.62)$$

Donde:

P_{dis} Son las pérdidas por disponibilidad.

$$D = 1 - 0,05 = 0,95 \quad (3.63)$$

3.7.5. Pérdidas por eficiencia del inversor (E)

Es el dato dado por el fabricante para el inversor. En este estudio el rendimiento indicado en la ficha técnica del inversor seleccionado es de 98,9%.

$$E = 0,989 \quad (3.64)$$

3.7.6. Pérdidas por el MPPT seguimiento de máxima potencia del generador (F)

Ocasionadas por el fallo en el seguidor MPPT, y el arranque que tiene el inversor. Sus valores se encuentran dentro del rango de los 5% y 10%. Dado que el presente estudio cuenta con un inversor que tiene un MPPT por cada 6 ramas, se consideran pérdidas de 4%.

$$F = 1 - P_{MPP} \quad (3.65)$$

Donde:

P_{MPP} Son las pérdidas del MPP.

$$F = 1 - 0,04 = 0,96 \quad (3.66)$$

3.7.7. Pérdidas por temperatura

Previamente se ha mencionado en el presente trabajo que la temperatura tiene influencia en la eficiencia del panel fotovoltaico, dando a entender que las altas temperaturas tienen un efecto negativo en la generación fotovoltaica.

Para el cálculo de estas pérdidas se requiere conocer una serie de parámetros del panel solar especificados por el fabricante y la temperatura mensual de la laguna facultativa 1.

En primer lugar se debe calcular la temperatura propia del módulo solar, por medio de la temperatura ambiente y el parámetro NOCT, que corresponde a la temperatura operativa normal del módulo. Este cálculo se realiza por medio de la ecuación 3.67.

$$T_C = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} * I \quad (3.67)$$

Donde:

I es la irradiancia W/m²

T_a es la temperatura media mensual durante el día

T_c es la temperatura del módulo

NOCT: Temperatura operativa normal del módulo.

El módulo tiene un valor de NOCT de 45 °C según el fabricante. La temperatura ambiente de cada mes ya fue calculada previamente, por lo cual en la Tabla 3.7.7 se presenta la temperatura del módulo considerando una irradiación de 1000 W/m².

Mes	T _a °C	T _c °C
Enero	13,59	44,84
Febrero	14,33	45,58
Marzo	13,46	44,71
Abril	13,19	44,44
Mayo	12,27	43,52
Junio	11,8	43,05
Julio	11,16	42,41
Agosto	11,98	43,23
Septiembre	12,57	43,82
Octubre	13,96	45,21
Noviembre	13,88	45,13
Diciembre	14,13	45,38
Promedio	13,01	44,28

Tabla 3.17: Temperatura mensual del módulo.

Para considerar las pérdidas por temperatura se requiere conocer el coeficiente térmico de potencia nominal, el valor se localiza en la hoja de datos del panel solar, y llega a tener un valor de -0.34%/°C. Las pérdidas por temperatura se calculan mediante la ecuación 3.68.

$$P_{Temp} = 100 - 100 * [1 - K_L * (T_C - 25)] \quad (3.68)$$

Donde:

P_{Temp} Rendimiento por temperatura medio en porcentaje

K_L Coeficiente térmico de pérdidas de potencia nominal

T_C temperatura de los módulos

La Tabla 3.18 presenta las pérdidas mensuales por temperatura en los módulos fotovoltaicos.

Mes	T _a °C	T _c °C	P_{Temp}
			%
Enero	13,59	44,84	7,54
Febrero	14,33	45,58	7,82
Marzo	13,46	44,71	7,49
Abril	13,19	44,44	7,39
Mayo	12,27	43,52	7,04
Junio	11,8	43,05	6,86
Julio	11,16	42,41	6,62
Agosto	11,98	43,23	6,93
Septiembre	12,57	43,82	7,15
Octubre	13,96	45,21	7,68
Noviembre	13,88	45,13	7,65
Diciembre	14,13	45,38	7,74

Tabla 3.18: Pérdidas mensuales por temperatura

3.7.8. Performance Ratio

Una vez definido las pérdidas de los equipos que conforman la instalación, se procede a analizar el índice de rendimiento o PR por sus siglas en inglés (Performance Ratio), el cual agrupa todas las pérdidas

en un valor, y se emplea en la evaluación del rendimiento definitivo de la instalación. En la Tabla 3.19 se puede apreciar el PR en función del la ecuación 3.57.

Mes	PR %
Enero	79,23
Febrero	78,98
Marzo	79,27
Abril	79,36
Mayo	79,66
Junio	79,81
Julio	80,02
Agosto	79,75
Septiembre	79,56
Octubre	79,10
Noviembre	79,13
Diciembre	79,05

Tabla 3.19: Rango del rendimiento energetico mensual de la instalación (PR).

Capítulo 4

Análisis Técnico - Económico

4.1. Resultados de la producción fotovoltaica

Dado que no se cuenta con un programa de simulación que se adecue a las necesidades flotantes del presente proyecto, se procede a realizar un cálculo de producción siguiendo las siguientes directrices:

- Estimar la producción fotovoltaica terrestre anual de la instalación por meses.
- Se realizará una estimación de la producción aplicando los factores de corrección considerados en los trabajos de investigación mencionados con anterioridad.
- Se realizará una estimación con el programa PVGIS al cual se le aplicará también un factor de corrección para adecuarlo a una instalación FPV.

4.1.1. Valoración de la energía producida

En base al cálculo del PR% se realiza la valoración de energía producida por el sistema FPV en la zona de la laguna facultativa 1, utilizando la ecuación 4.1. El resultado de la producción anual se refleja en la Tabla 4.1.

$$E_p = \frac{P_{GMAX} \cdot PR \cdot G_{dm(\alpha,\beta)}}{G_{CEM}} \quad (4.1)$$

Donde:

E_p	Energía producida (kWh)
P_{GMAX}	Potencia pico del generador fotovoltaico (kW)
PR	Rendimiento energético de la instalación
$G_{dm(\alpha,\beta)}$	Valor medio mensual de irradiación diaria sobre el generador $kWh/(m^2 \cdot día)$
G_{CEM}	Irradiancia en condiciones CEM (constante de valor $1 kW/m^2$)

En la Tabla 4.1 se puede evidenciar el cálculo de la energía mensual producida. En la primera columna se ilustra la energía producida anualmente por un generador fotovoltaico instalado en tierra (PV), generando 1.631.817,793 kWh al año.

Considerando los estudios citados en el marco teórico, que resaltarán un aumento en la producción de alrededor del 5% al 10% debido a la naturaleza flotante y al efecto de enfriamiento, este estudio estimará un aumento del 10% en el rendimiento. Se espera que este incremento sea posible gracias a las condiciones favorables, que se parezcan o incluso superen a las mencionadas en los estudios previos.

Por ello en la siguiente columna se ilustra la energía producida anualmente por un generador fotovoltaico flotante (FPV), aumentando un 10% la producción de energía fotovoltaica instalada en tierra, llegando a un total de 1.794.999,572 kWh. anuales.

Generador $P_{GMAX} = 1157 \text{ kW}$ pico, orientado al Sur, $\alpha = 0^\circ$ e inclinado $\beta = 12^\circ$						
Mes	$G_{dm}(0)$ $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$	$G_{dm}(0^\circ, 12^\circ)$ $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$	PR %	Días	Ep	
					PV kWh	FPV kWh
Enero	4,11	4,8	79,23	31	136.485,383	150.133,9215
Febrero	3,87	4,67	78,98	28	119.573,361	131.530,6969
Marzo	3,66	4,85	79,27	31	137.980,835	151.778,9183
Abril	3,63	4,78	79,36	30	131.748,656	144.923,5218
Mayo	3,69	4,81	79,66	31	137.512,186	151.263,4041
Junio	4,01	4,67	79,81	30	129.451,372	142.396,5088
Julio	3,4	4,62	80,02	31	132.679,989	145.947,9876
Agosto	4,61	5,12	79,75	31	146.548,346	161.203,1802
Septiembre	4,11	4,99	79,56	30	137.886,887	151.675,5758
Octubre	4,27	4,91	79,10	31	139.400,733	153.340,8067
Noviembre	4,49	5,12	79,13	30	141.544,642	155.699,1061
Diciembre	3,77	4,97	79,05	31	141.005,404	155.105,9148
Producción anual					1.631.817,793	1.794.999,572

Tabla 4.1: Cálculo de energía producida por el sistema PV y FPV en $[kWh]$.

Las Figura 4.1 ilustra los resultados de la energía fotovoltaica producida en kWh por la planta fotovoltaica instalada en tierra y la flotante respectivamente.

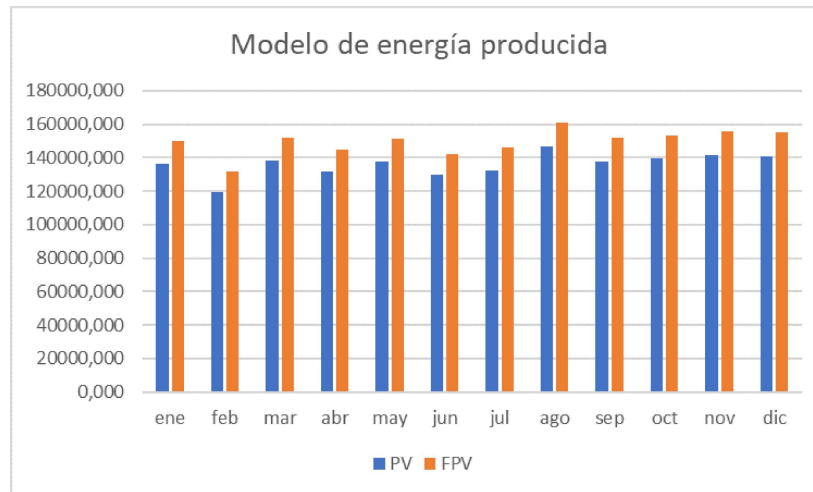


Figura 4.1: Cálculo de la energía producida por PV y FPV (kWh)

4.1.2. Producción simulada en PVGIS

El simulador PVGIS es la herramienta oficial de cálculo solar desarrollada por la Unión Europea. Permite realizar cálculos enfocados a la radiación y rendimientos solares de forma gratuita en los continentes de Europa, Asia y América. Es altamente aplicable debido a que hace uso de los datos estacionales meteorológicos más cercanos a la localidad seleccionada [55].

Los parámetros requeridos por el programa para realizar el cálculo son:

- Ubicación geográfica
- Tipo de panel solar
- Potencia del generador fotovoltaico
- Inclinación

Generador $P_{GMAX} = 1157 \text{ kW}$ pico, orientado al Sur, $\alpha = 0^\circ$ e inclinado $\beta = 12^\circ$		
Mes	Ep	
	PV kWh	FPV kWh
Enero	137.818,98	151.600,878
Febrero	115.527,69	127.080,459
Marzo	126.334,51	138.967,961
Abril	109.893,77	120.883,147
Mayo	110.509,61	121.560,571
Junio	976.45,47	107.410,017
Julio	107.674,58	118.442,038
Agosto	106.022,33	116.624,563
Septiembre	112.596,66	123.856,326
Octubre	131.066,88	147.473,568
Noviembre	140.474,37	154.521,807
Diciembre	143.529,79	157.882,769
Producción anual	1.442.094,64	1.586.304,104

Tabla 4.2: Simulación en PVGIS: energía producida por el sistema PV y FPV en [kWh].

- Orientación
- Factores de pérdidas.

El programa hace uso de gráficas para representar los resultados de la simulación, en la cual se abarcan todos los elementos de la instalación. Estas gráficas ayudan a entender de manera más rápida la instalación en general. El programa también puede exportar los datos en formato .cvc para ser manejados con facilidad en hojas de cálculo para diferentes fines.

4.1.2.1. Resultado de la simulación

Los parámetros ingresados en el programa PVGIS para la simulación del presente sistema se enumeran a continuación:

- Base de datos empleada: PVGIS - NSRDB
- Tecnología empleada: Silicio cristalino
- Potencia FV pico (kWp): 1157,76
- Pérdidas del sistema: 20,59%
- Posición de montaje: Libre
- Inclinación: 12°
- Azimut: 0°

Los resultados de la simulación de producción fotovoltaica instalada en tierra y flotante se ilustran en la Tabla 4.2 y de mejor manera en la Figura 4.2.

En la Tabla se visualiza que la producción anual en una instalación fotovoltaica en tierra genera 1.442.094,64 kWh y aumentando su producción un 10% se obtiene 1.586.304,104 kWh de energía.

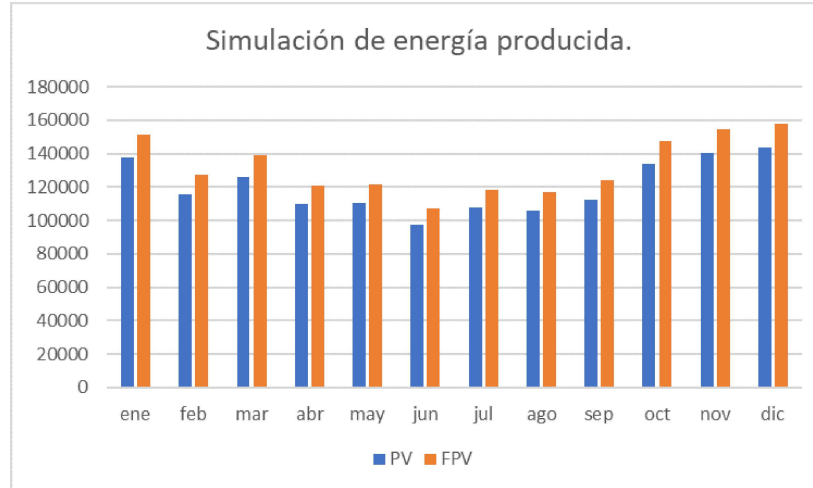


Figura 4.2: Simulación de la producción energética anual de un sistema PV y FPV .

4.2. Ahorro del sistema FPV

El ahorro consecuente a la instalación del sistema FPV para este caso de estudio, se puede analizar en función de dos factores:

- La variación de energía producida con respecto a un generador instalado en tierra (PV)
- El porcentaje de consumo energético solventado por el generador.

4.2.1. Variación en la producción energética.

La variación en la producción anual de energía entre un sistema fotovoltaico en tierra y un sistema fotovoltaico flotante se presenta en la Tabla 4.3, donde se registra un valor de 163,18 MWh. Para igualar esta diferencia en la producción, se requeriría agregar un total de 345,6 paneles al sistema fotovoltaico en tierra.

Tipo de instalación	Producción anual MWh
Flotante	1631,82
En tierra	1795,00
Diferencia	163,18

Tabla 4.3: Diferencia de producción anual

Esta diferencia en la producción anual entre sistemas flotantes y sistemas en tierra puede requerirse como una forma de compensar el aumento de costo asociado con la instalación flotante. Además, esta elección también conlleva la ventaja de evitar los gastos relacionados con los metros de cableado, la mano de obra, los inversores adicionales y el coste del terreno adicional.

4.3. Consumo energético solventado por generador FPV.

El uso de un generador FPV en la PTAR Ucubamba permitirá reducir significativamente el consumo de energía. Para determinar el ahorro obtenido, se realizará una comparación entre el consumo energético mensual actual y la producción energética del sistema FPV. De esta manera, se evaluará el porcentaje que el sistema FPV será capaz de cubrir y se cuantificará el beneficio en términos de eficiencia energética para la planta. Esta comparativa se la puede observar en la Tabla 4.4.

Mes	Producción mensual MWh	Consumo mensual MWh	Porcentaje de consumo cubierto %
Enero	150,13	299,87	50,07
Febrero	131,53	430,29	30,57
Marzo	151,78	381,26	39,81
Abril	144,92	485,2	29,87
Mayo	151,26	453,72	33,34
Junio	142,40	396,36	35,93
Julio	145,95	426,51	34,22
Agosto	161,20	415,57	38,79
Septiembre	151,68	395,58	38,34
Octubre	153,34	370,36	41,40
Noviembre	155,70	335,88	46,36
Diciembre	155,11	291,68	53,18
Promedio	149,58	390,19	39,32

Tabla 4.4: Porcentaje de consumo cubierto por el sistema FPV.

Este beneficio es visible en la Figura 4.3, donde se nota claramente que la generación nunca excede el consumo.

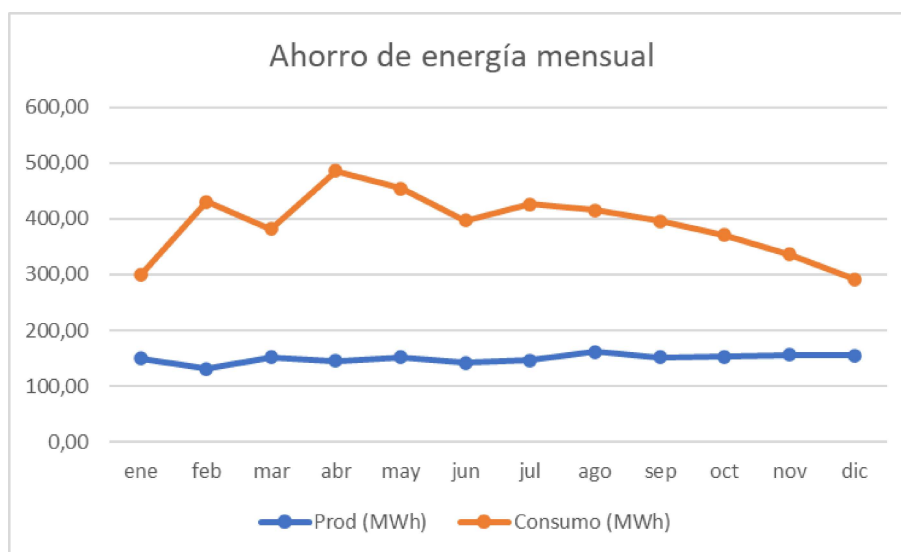


Figura 4.3: Ahorro de energía mensual.

4.4. Producción energética en la vida útil.

De fabrica se indica que el módulo fotovoltaico tiene una perdida en la eficiencia anual de 2% el primer año y 0,55% desde el segundo año en adelante como se muestra en la Figura 4.4.

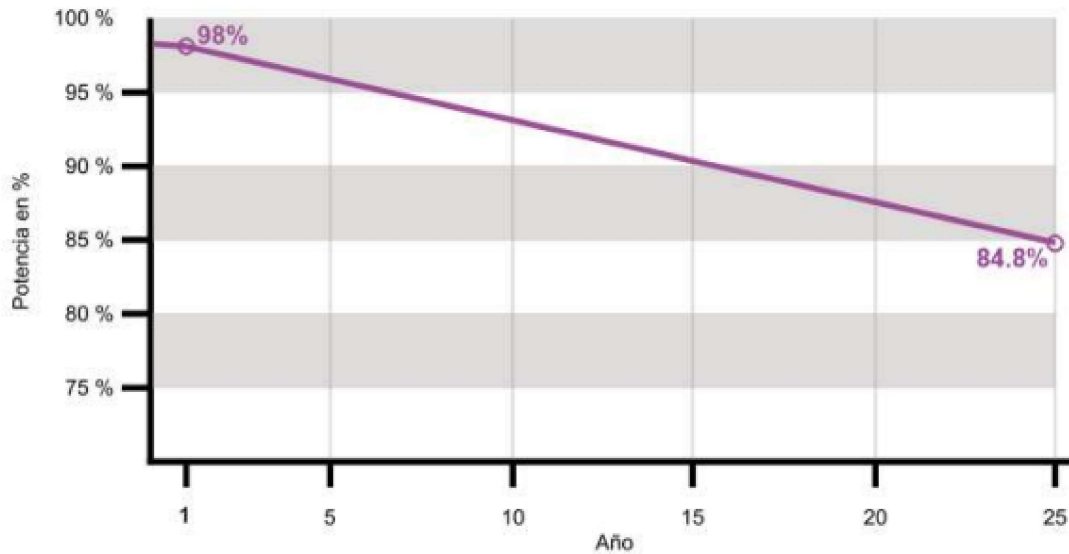


Figura 4.4: Disminución de la eficiencia anual del modulo solar Atersa [22].

Esto implica una reducción anual energética durante los 25 años de vida útil, como se muestra en la siguiente Tabla 4.5.

Año	Producción MWh	Año	Producción MWh
Año 1	1.795,00	Año 14	1.646,45
Año 2	1.759,10	Año 15	1.637,39
Año 3	1.749,42	Año 16	1.628,39
Año 4	1.739,80	Año 17	1.619,43
Año 5	1.730,23	Año 18	1.610,52
Año 6	1.720,72	Año 19	1.601,67
Año 7	1.711,25	Año 20	1.592,86
Año 8	1.701,84	Año 21	1.584,10
Año 9	1.692,48	Año 22	1.575,38
Año 10	1.683,17	Año 23	1.566,72
Año 11	1.673,92	Año 24	1.558,10
Año 12	1.664,71	Año 25	1.549,53
Año 13	1.655,55	TOTAL	41.447,74

Tabla 4.5: Producción a lo largo de la vida útil del proyecto

La energía llega a un total de 41.447,74 MWh durante los 25 años de vida útil.

4.5. Viabilidad del proyecto

Uno de los objetivos de este estudio es realizar un análisis de la viabilidad económica y financiera de la inversión requerida para la obra del proyecto. Con el proyecto se pretende suministrar la energía suficiente y conseguir una disminución en el consumo energético que se registra en la factura de la PTAR Ucubamba, generando un ahorro que puede ser evaluado como ganancia para la empresa. Para poder considerar la viabilidad del proyecto es necesario realizar un análisis comparativo entre los ingresos y gastos monetarios que el mismo pueda generar, considerando el presupuesto y la vida útil del sistema. Con los resultados evaluados en este apartado se puede decidir si es conveniente o no el llevar adelante proyecto.

4.5.1. Cálculo de la inversión

La inversión del proyecto hace referencia a los costes asociados a la ejecución y puesta en marcha del sistema FPV y su conexión con la red en la PTAR de Ucubamba. Los precios de cada uno de los componentes que se han dimensionado y han sido obtenidos en base a consultas, cotizaciones y bases de datos que las empresas ofrecen.

Cabe recalcar que las cotizaciones y consultas de los componentes requeridos para el sistema FPV se realizaron considerando que van direccionadas para un estudio técnico, por lo cual las empresas proveyeron el precio que concierne al mismo, sin embargo este precio puede verse alterado si se tiene en consideración la capacidad financiera de la empresa ETAPA EP.

El presupuesto inicial para el material contempla:

- Coste de la estructura flotante y del sistema de anclaje. Esto incluye el montaje, botadura y amarre de la plataforma.
- Coste de los módulos fotovoltaicos, incluyendo el costo del montaje.
- Costo del inversor.
- Costo del conductor del tramo AC y DC.
- Costo del medidor Bidireccional
- Costo de los interruptores diferenciales

Para el correcto dimensionamiento del presupuesto también se deben considerar:

- Transporte del material al lugar de instalación
- Obra civil: engloba los trabajos concernientes a instalación de casetas, tendido de líneas eléctricas de corriente AC, puesta a tierra, maquinaria, ingeniería y cualquier actividad adicional que se requiera.
- Mano de Obra Civil
- Licencias y permisos

Los cuales se calculan como porcentajes del subtotal del material y son indicados en la Tabla 4.6.

Descripción	USD/W	Cost. Unitario	Unidades	Total
Panel solar		\$179,32	3.456 U	\$619.729,92
Sistema Flotador (anclaje y flotadores)	0,4		0.960 MW	\$384.000,00
Inversor FIMER 120kW		\$7.471,00	8 U	\$29.884,00
TOPSOLAR PV ZZ-F / HIZ2Z2-K 4 mm ²		\$0,50	7680 m	\$3.840,00
TOPSOLAR PV ZZ-F / HIZ2Z2-K 6 mm ²		\$1,50	13440 m	\$20.160,00
TOPCABLE RV-AL-K 630 mm ²		\$25,00	11904 m	\$297.600,00
Medidor bidireccional		\$280,00	1 U	\$280,00
Interruptor diferencial tripolar de 30mA de sensibilidad		\$145,00	8 U	\$1.160,00
Subtotal del material				760.184
Transporte del material al lugar de instalación		\$8.139,92	1	\$8.139,92
Obra civil		\$9.496,58	1	\$9.496,58
Mano de Obra Civil (20%)		\$67.832,70	1	\$67.832,70
Licencias e impuestos		\$8.139,92	1	\$8.139,92
Total				\$1.450.263,04

Tabla 4.6: Inversión inicial

4.5.2. Vida Útil

En el ámbito de este tipo de sistemas, es muy posible que se considere una vida útil de 30 años [20]. Sin embargo en el desarrollo del proyecto, se ha tomado en cuenta un período de vida estimado de 25 años correspondiente a la vida útil de los módulos fotovoltaicos.

4.5.3. Costos de operación y Mantenimiento

Para un proyecto de la magnitud actual, es crucial tener en cuenta dos categorías de costos operativos:

- Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)
- Costos de Seguridad

En lo que respecta a los costos de O&M, se requieren recursos financieros para mantener el sistema en funcionamiento en los años venideros. Esto implica llevar a cabo revisiones periódicas de los paneles solares, flotadores y equipos auxiliares, así como asegurar el suministro y reemplazo de equipos de limpieza cuando sea necesario. Según el trabajo de Menéndez et al. [21], el costo estimado para O&M es de 8500 \$/MW. Teniendo en cuenta que la instalación en cuestión tiene una capacidad de 0.96 MW, el costo total de operación y mantenimiento para este proyecto asciende a 8160 \$/MW.

Por otro lado, dado que la empresa ETAPA EP ya cuenta con un sistema interno de seguridad, se presume que los costos asociados a la seguridad para este proyecto serán cubiertos sin necesidad de ser detallados en el presente trabajo.

4.5.4. Costo nivelado de la Electricidad LCOE

El LCOE, que corresponde a las iniciales en inglés de "Levelized Cost of Energy" o Costo Nivelado de Energía, denota el costo global presente de establecer, operar y mantener una instalación generadora a lo largo de su vida útil completa. Su evaluación se deriva mediante la fórmula 4.2.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.2)$$

Donde:

I_t	Coste de inversión en el año 0
M_t	Costes de O&M manual
F_t	Costes de combustible al año
E_t	Energía generada al año
R	Tasa de descuento (12%) [56].
t	vida útil de la instalación

Es importante acotar que se debe considerar una tasa de inflación de 0.9% para el incremento en el costo de O&M, el cual se verá reflejado en la Tabla 4.7.

Año	Producción kWh	Costos \$	$\sum_{t=1}^n \frac{I_t+M_t+F_t}{(1+r)^t}$	$\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}$
0	0	\$1.450.263,04	\$1.450.263,04	\$-
1	1794999,57	\$8.160,00	\$7.285,71	\$1.602.678,19
2	1759099,58	\$8.233,44	\$6.563,65	\$1.402.343,42
3	1749424,53	\$8.307,54	\$5.913,14	\$1.245.205,83
4	1739802,70	\$8.382,31	\$5.327,11	\$1.105.676,07
5	1730233,78	\$8.457,75	\$4.799,15	\$981.781,12
6	1720717,50	\$8.533,87	\$4.323,52	\$871.769,04
7	1711253,55	\$8.610,67	\$3.895,03	\$774.084,20
8	1701841,66	\$8.688,17	\$3.509,01	\$687.345,30
9	1692481,53	\$8.766,36	\$3.161,24	\$610.325,81
10	1683172,88	\$8.845,26	\$2.847,94	\$541.936,62
11	1673915,43	\$8.924,87	\$2.565,69	\$481.210,69
12	1664708,89	\$9.005,19	\$2.311,41	\$427.289,31
13	1655552,99	\$9.086,24	\$2.082,33	\$379.410,02
14	1646447,45	\$9.168,02	\$1.875,96	\$336.895,77
15	1637391,99	\$9.250,53	\$1.690,04	\$299.145,40
16	1628386,34	\$9.333,78	\$1.522,54	\$265.625,09
17	1619430,21	\$9.417,79	\$1.371,65	\$235.860,85
18	1610523,35	\$9.502,55	\$1.235,71	\$209.431,80
19	1601665,47	\$9.588,07	\$1.113,24	\$185.964,22
20	1592856,31	\$9.674,36	\$1.002,91	\$165.126,26
21	1584095,60	\$9.761,43	\$903,51	\$146.623,27
22	1575383,07	\$9.849,28	\$813,97	\$130.193,61
23	1566718,46	\$9.937,93	\$733,30	\$115.604,95
24	1558101,51	\$10.027,37	\$660,62	\$102.651,00
25	1549531,95	\$10.117,61	\$595,15	\$91.148,59
			\$1.518.366,57	\$13.395.326,40
		LCOE	\$0,11	

Tabla 4.7: LCOE del proyecto considerando una tasa de descuento del 12% y una tasa de inflación del 0.09%

El cálculo arroja un Costo Nivelado de Electricidad (LCOE) de 110 dólares por megavatio hora (MWh).

4.5.5. Flujo de Fondos

Después de determinar la producción y los costos de operación y mantenimiento, es posible elaborar la tabla de flujos de fondos del inversionista (FF).

4.5.5.1. Ingresos

Para calcular el precio del kWh en la PTAR Ucubamba, es necesario tener en cuenta que la planta opera bajo una tarifa de MT Industrial con demanda horaria diferenciada, compuesta por 4 franjas con diferentes valores en USD/kWh. En este proceso de cálculo, se examina una factura seleccionada al azar, en este ejemplo se considera la factura correspondiente al mes de Agosto. En dicha factura se encuentran detallados los montos que se presentan en la Tabla 4.8, y se procede a dividir la cantidad monetaria asociada al consumo de energía para determinar el precio.

Factura de Agosto del 2021		
Consumo	Monto	Precio referencial
kWh	USD	USD/kWh
116651	\$10.463,59	\$0,090
47874	\$4.964,53	\$0,104
228051	\$11.425,36	\$0,050
22998	\$2.062,92	\$0,090

Tabla 4.8: Calculo del precio referencial de energía

Luego de calcular estos valores, se ha seleccionado el más elevado de ellos para ser utilizado en el cálculo de los ingresos del proyecto, siendo este 0.104 USD/kWh.

4.5.5.2. Depreciación

La depreciación se incluye en el flujo de fondos utilizados para determinar la utilidad sujeta a impuestos y la contribución a trabajadores. Luego, se agrega nuevamente para evitar que se contabilice como un costo en el flujo de fondos.

4.5.5.3. Impuesto a la renta.

Basado en el artículo 16 del Reglamento de Implementación de la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno [57], se determina que las entidades gubernamentales o instituciones estatales están exentas de la obligación de presentar y pagar el impuesto a la renta. En consecuencia, esta carga tributaria no será tomada en cuenta en el alcance del presente análisis.

4.5.5.4. Contribución a trabajadores.

En el contexto de este proyecto, se contempla una asignación del 15% de la utilidad destinada a la participación de los trabajadores. Dicho porcentaje se destinará a la provisión de bonificaciones, estímulos, distribución de ganancias y/o remuneraciones adicionales.

4.5.5.5. Valor de salvamento

Se calcula que al término de su vida útil, el valor de salvamento se situará en torno al 62% de la inversión inicial. Esta estimación se basa en la premisa de que los equipos permanecerán bajo mantenimiento durante todo su ciclo operativo.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Ingresos	0	\$186.141,31	\$182.418,49	\$181.415,19	\$180.417,40	\$179.425,11	\$178.438,27	\$177.456,86	\$176.480,84
Costos de operación y manteni.		\$-8.160,00	\$-8.233,44	\$-8.307,54	\$-8.382,31	\$-8.457,75	\$-8.533,87	\$-8.610,67	\$-8.688,17
Depreciación		\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63
Utilidad gravable		\$117.553,69	\$113.757,42	\$112.680,02	\$111.607,47	\$110.539,73	\$109.476,77	\$108.418,56	\$107.365,05
Participación a trabaja. (15%)		\$-17.633,05	\$-17.063,61	\$-16.902,00	\$-16.741,12	\$-16.580,96	\$-16.421,52	\$-16.262,78	\$-16.104,76
Utilidad antes de impuestos		\$99.920,63	\$130.821,03	\$129.582,02	\$128.348,59	\$127.120,69	\$125.898,29	\$124.681,34	\$123.469,80
Impuestos a la circu. de capitales		\$-7.993,65	\$-10.465,68	\$-10.366,56	\$-10.267,89	\$-10.169,66	\$-10.071,86	\$-9.974,51	\$-9.877,58
Utilidad neta		\$107.914,28	\$141.286,72	\$139.918,58	\$138.616,47	\$137.290,34	\$135.970,15	\$134.655,85	\$133.347,39
Utilidad en venta de activos									
Imp. a ganancias extra. (10%)									
Depreciación		\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63
Inversión		\$1.450.263,04							
FF neto		\$-1.450.263,04	\$201.714,34	\$200.376,21	\$199.044,10	\$197.717,97	\$196.397,78	\$195.083,47	\$193.775,02

Tabla 4.9: Flujo de efectivo desde el año 0 al año 8

	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17
Ingresos	\$175.510,20	\$174.544,89	\$173.584,90	\$172.630,18	\$171.680,71	\$170.736,47	\$169.797,42	\$168.863,53	\$167.934,78
Costos de operación y manteni.	\$-8.766,36	\$-8.845,26	\$-8.924,87	\$-9.005,19	\$-9.086,24	\$-9.168,02	\$-9.250,53	\$-9.333,78	\$-9.417,79
Depreciación	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63
Utilidad gravable	\$106.316,21	\$105.272,01	\$104.232,40	\$103.197,36	\$102.166,85	\$101.140,83	\$100.119,27	\$99.102,13	\$98.089,37
Participación a trabaja. (15%)	\$-15.947,43	\$-15.790,80	\$-15.634,86	\$-15.479,60	\$-15.325,03	\$-15.171,12	\$-15.017,89	\$-14.865,32	\$-14.713,41
Utilidad antes de impuestos	\$122.263,64	\$121.062,81	\$119.867,26	\$118.676,97	\$117.491,88	\$116.311,95	\$115.137,16	\$113.967,44	\$112.802,78
Impuestos a la circu. de capitales	\$-9.781,09	\$-9.685,02	\$-9.589,38	\$-9.494,16	\$-9.399,35	\$-9.304,96	\$-9.210,97	\$-9.117,40	\$-9.024,22
Utilidad neta	\$132.044,73	\$130.747,83	\$129.456,64	\$128.171,12	\$126.891,23	\$125.616,91	\$124.348,13	\$123.084,84	\$121.827,00
Utilidad en venta de activos									
Imp. a ganancias extra. (10%)									
Depreciación	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63
Inversión									
FF neto	\$192.472,36	\$191.175,46	\$189.884,27	\$188.598,75	\$187.318,85	\$186.044,54	\$184.775,75	\$183.512,47	\$182.254,63

Tabla 4.10: Flujo de efectivo desde el año 9 al año 17

	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos	\$167.011,14	\$166.092,58	\$165.179,07	\$164.270,59	\$163.367,10	\$162.468,58	\$161.575,00	\$160.686,34
Costos de operación y manteni.	\$-9.502,55	\$-9.588,07	\$-9.674,36	\$-9.761,43	\$-9.849,28	\$-9.937,93	\$-10.027,37	\$-10.117,61
Depreciación	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63	\$-60.427,63
Utilidad gravable	\$97.080,97	\$96.076,89	\$95.077,08	\$94.081,53	\$93.090,19	\$92.103,03	\$91.120,01	\$90.141,10
Participación a trabaja. (15%)	\$-14.562,15	\$-14.411,53	\$-14.261,56	\$-14.112,23	\$-13.963,53	\$-13.815,45	\$-13.668,00	\$-13.521,16
Utilidad antes de impuestos	\$111.643,12	\$110.488,42	\$109.338,65	\$108.193,76	\$107.053,72	\$105.918,48	\$104.788,01	\$103.662,26
Impuestos a la circu. de capitales	\$-8.931,45	\$-8.839,07	\$-8.747,09	\$-8.655,50	\$-8.564,30	\$-8.473,48	\$-8.383,04	\$-8.292,98
Utilidad neta	\$120.574,57	\$119.327,49	\$118.085,74	\$116.849,26	\$115.618,01	\$114.391,96	\$113.171,05	\$111.955,24
Utilidad en venta de activos								\$900.000,00
Imp. a ganancias extra. (10%)								\$-90.000,00
Depreciación	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63	\$60.427,63
Inversión								
FF neto	\$181.002,19	\$179.755,12	\$178.513,37	\$177.276,89	\$176.045,64	\$174.819,59	\$173.598,68	\$982.382,87

Tabla 4.11: Flujo de efectivo desde el año 18 al año 25

Años	VAN	Años	VAN
0	\$-1.450.263,04	13	\$42.928,65
1	\$150.305,28	14	\$38.068,40
2	\$160.805,44	15	\$33.757,84
3	\$142.623,83	16	\$29.934,86
4	\$126.496,12	17	\$26.544,35
5	\$112.190,49	18	\$23.537,45
6	\$99.501,23	19	\$20.870,79
7	\$88.245,86	20	\$18.505,90
8	\$78.262,48	21	\$16.408,68
9	\$69.407,46	22	\$14.548,85
10	\$61.553,38	23	\$12.899,58
11	\$54.587,19	24	\$11.437,05
12	\$48.408,60	25	\$57.787,01
VAN Final			\$89.353,72

Tabla 4.12: Desarrollo del valor actual neto del proyecto.

4.5.6. Valor actualizado neto

El Valor Actual Neto (VAN) es una medida financiera utilizada para evaluar la rentabilidad de un proyecto o inversión a lo largo del tiempo. Representa la diferencia entre el valor actual de los flujos de efectivo futuros generados por el proyecto y la inversión inicial.

Un VAN positivo indica que el proyecto es rentable, ya que los flujos de efectivo superan la inversión inicial, mientras que un VAN negativo indica una falta de rentabilidad.

La ecuación se emplea para el cálculo del VAN.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad (4.3)$$

Donde:

I_0 Costes de inversión en el año 0

F_t Flujo de efectivo para el año t

r Tasa de descuento (12%)

n vida útil del proyecto

El VAN del proyecto se puede visualizar en la Tabla 4.7. Arrojando un resultado positivo de \$89.353,72 al final de la vida útil de la instalación.

4.5.7. Tasa interna de rendimiento

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es otra métrica financiera utilizada para evaluar la viabilidad económica de un proyecto. Representa la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. En otras palabras, es la tasa de rendimiento anual esperada del proyecto.

Si la TIR es mayor que la tasa de descuento requerida, se considera que el proyecto es rentable y cumple con los criterios de rentabilidad.

Si la TIR es menor que la tasa de descuento requerida, el proyecto no sería rentable en términos financieros.

El cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) implica verificar qué tasa de descuento sería requerida en el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) para obtener un resultado igual a cero.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (4.4)$$

Encontrando la incógnita TIR de la ecuación 4.4, se obtiene la siguiente conclusión

TIR
13%

Tabla 4.13: TIR calculado del proyecto

Según el análisis realizado, se prolongará que la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto es del 13%, lo cual es superior a la tasa de descuento utilizada. En base a esta conclusión, y considerando las premisas presentadas, se puede afirmar que el proyecto es rentable desde el punto de vista económico.

4.6. Retorno de la inversión

A partir de los cálculos del flujo de efectivo, es posible obtener el flujo de caja acumulado durante todo el período de vida útil de la inversión, con el cual se puede analizar el periodo de retorno de la inversión. El flujo de caja acumulado se puede visualizar en la Tabla 4.14.

AÑO	Costes actualizados	Ingresos actualizados	Flujo de caja acumulado
Año 0	\$-1,056,655.76	\$-	\$-1,056,655.76
Año 1	\$-8,500.00	\$165,287.75	\$-899,868.01
Año 2	\$-8,576.50	\$161,982.00	\$-746,462.51
Año 3	\$-8,653.69	\$161,091.10	\$-594,025.10
Año 4	\$-8,731.57	\$160,205.10	\$-442,551.58
Año 5	\$-8,810.16	\$159,323.97	\$-292,037.77
Año 6	\$-8,889.45	\$158,447.69	\$-142,479.53
Año 7	\$-8,969.45	\$157,576.22	\$6,127.24
Año 8	\$-9,050.18	\$156,709.55	\$153,786.62
Año 9	\$-9,131.63	\$155,847.65	\$300,502.64
Año 10	\$-9,213.81	\$154,990.49	\$446,279.32
Año 11	\$-9,296.74	\$154,138.04	\$591,120.62
Año 12	\$-9,380.41	\$153,290.28	\$735,030.50
Año 13	\$-9,464.83	\$152,447.19	\$878,012.85
Año 14	\$-9,550.02	\$151,608.73	\$1,020,071.56
Año 15	\$-9,635.97	\$150,774.88	\$1,161,210.47
Año 16	\$-9,722.69	\$149,945.62	\$1,301,433.40
Año 17	\$-9,810.19	\$149,120.92	\$1,440,744.12
Año 18	\$-9,898.49	\$148,300.75	\$1,579,146.39
Año 19	\$-9,987.57	\$147,485.10	\$1,716,643.91
Año 20	\$-10,077.46	\$146,673.93	\$1,853,240.38
Año 21	\$-10,168.16	\$145,867.22	\$1,988,939.44
Año 22	\$-10,259.67	\$145,064.95	\$2,123,744.73
Año 23	\$-10,352.01	\$144,267.09	\$2,257,659.81
Año 24	\$-10,445.18	\$143,473.63	\$2,390,688.26
Año 25	\$-10,539.18	\$142,684.52	\$2,522,833.60

Tabla 4.14: Flujo de caja acumulado

De acuerdo con el flujo de caja acumulado se concluye que el periodo de inversión es de 8 años y medio para el presente proyecto. En la Figura 4.5 se puede visualizar como los costes, ingresos y flujos de caja evolucionan a lo largo de toda la vida útil de la instalación.

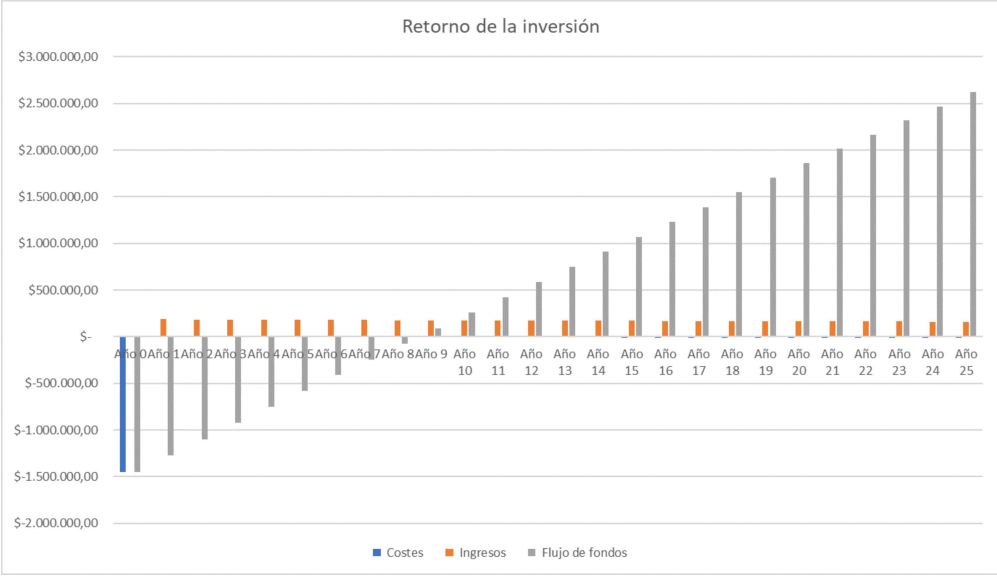


Figura 4.5: Evolución de costos, ingresos y flujos de caja.

Capítulo 5

Conclusiones

1. El análisis minucioso de las condiciones meteorológicas y geográficas en la ubicación de la PTAR de Ucubamba ha proporcionado una base sólida para el cálculo del rendimiento del sistema fotovoltaico, permitiendo estimar con mayor precisión la generación de energía.
2. La elección de una instalación flotante ha demostrado un aprovechamiento eficiente del espacio, al emplazarse sobre el agua en lugar de ocupar terrenos. La viabilidad de ubicarlo en la laguna facultativa se sustenta en el espacio adecuado disponible, utilizando solo 1.3 hectáreas del cuerpo de agua, liberando espacio para otras actividades.
3. La implementación en un cuerpo de agua ha generado un ahorro sustancial de 346 paneles en comparación con una instalación en tierra. Basando el resultado en el incremento del rendimiento del sistema en un 10%, gracias al factor de enfriamiento proporcionado por el cuerpo de agua.
4. Se ha logrado un notable ahorro anual de energía del 39.32% para la planta de tratamiento de aguas, lo que representa un beneficio significativo en términos de eficiencia y sostenibilidad.
5. Desde una perspectiva económica, el proyecto ha demostrado su viabilidad al presentar un Valor Actual Neto (VAN) positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 13%, superando la tasa de descuento del 12%. Esto asegura la rentabilidad a lo largo del tiempo.

En conjunto, estas conclusiones respaldan la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto fotovoltaico, destacando su capacidad para generar ahorros significativos en consumo de energía y espacio, así como su contribución a la optimización de recursos y al cuidado del entorno.

Capítulo 6

Recomendaciones

Como sugerencias para futuros desarrollos en el ámbito del proyecto fotovoltaico flotante, se proponen las siguientes recomendaciones:

1. Se recomienda realizar un análisis detallado para evaluar el potencial de generación de energía al cubrir todas las lagunas de la planta de tratamiento de aguas PTAR Ucubamba con sistemas fotovoltaicos flotantes. Este estudio permitirá cuantificar la potencia adicional que se podría obtener al aprovechar completamente la superficie disponible en las lagunas, lo que podría resultar en una mayor generación de energía y un impacto más significativo en la eficiencia energética de la planta.
2. Sería valioso llevar a cabo un estudio exhaustivo que explore las ventajas y desventajas de cubrir todas las lagunas de la PTAR con sistemas FFPV. Esto incluiría analizar aspectos como el rendimiento energético, los costos de implementación y mantenimiento, los beneficios ambientales y la interacción con los procesos de tratamiento de aguas. Un análisis comparativo permitiría tomar decisiones informadas sobre la viabilidad y conveniencia de extender la aplicación de sistemas fotovoltaicos flotantes a todas las lagunas de la planta.
3. El análisis minucioso de la normativa 002/2021 es fundamental, especialmente si se contempla la posibilidad de expandir el proyecto a una capacidad superior a 1MW. Dicha normativa podría tener un impacto significativo en la planificación, diseño, implementación y operación del sistema fotovoltaico, así como en los procesos de obtención de permisos y autorizaciones pertinentes. A la fecha de la realización del presente trabajo, esta normativa se encuentra en revisión en el ámbito local.

Bibliografía

- [1] A. Abellán Guallarte and Á. A. Bayod Rújula, “Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante de 2,5 mw en el embalse de San Bartolomé,” 2020. [Online]. Available: <http://zaguan.unizar.es/record/96380/files/TAZ-TFG-2020-3962.pdf>
- [2] M. Kumar, H. Mohammed Niyaz, and R. Gupta, “Challenges and opportunities towards the development of floating photovoltaic systems,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 233, p. 111408, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024821004505>
- [3] I. V. Rodas, “Tratamiento de aguas residuales en la ciudad de cuenca - ecuador,” 2020. [Online]. Available: <https://n9.cl/verorodas>
- [4] W. F. Borbor Merchán, “Sistema fotovoltaico para casas individuales en la comunidad masa 2-golfo de guayaquil,” B.S. thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2021. [Online]. Available: <https://n9.cl/tesiscarpio>
- [5] A. R. . M. Yolanda, “Método de detección de puntos calientes en paneles solares,” Master’s thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2017. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15139>
- [6] E. S. V. Tapia, “Diseño de un sistema fotovoltaico para la escuela de educación básica simón bolívar en la comunidad masa 2, golfo de guayaquil,” Master’s thesis, Universidad Politécnica Salesiana, Oct. 2020. [Online]. Available: <https://n9.cl/espran>
- [7] E. S. M. A. Program and S. E. R. I. of Singapore, *Where Sun Meets Water: Floating Solar Handbook for Practitioners*. World Bank, 2019.
- [8] SAS Ciel et Terre. Ciel et terre internacional. [Online]. Available: <https://ciel-et-terre.net/>
- [9] T. Whittaker, M. Folley, and J. Hancock, “Environmental loads, motions, and mooring systems,” in *Floating PV Plants*. Elsevier, 2020, pp. 47–66. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817061-8.00005-1>
- [10] G. S. A. Castejón, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*, edición 2010 ed. EDITEX, 2010.
- [11] F. Grubišić-Čabo, S. Nizetić, and T. Giuseppe Marco, “Photovoltaic panels: A review of the cooling techniques,” *Transactions of FAMENA*, vol. 40, no. SI-1, pp. 63–74, 2016. [Online]. Available: <https://n9.cl/wl9nj>
- [12] Google Earth. [Online]. Available: <https://www.google.com/intl/es/earth/>
- [13] Base de datos de altitud TessAdem. [Online]. Available: <https://es-ec.topographic-map.com/>
- [14] Nasa.power Data Access Viewer. Meteorological Data. [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [15] Hydrelío Classic Datasheet. [Online]. Available: <https://www.jacksontwpnj.net/DocumentCenter/View/8282/SP813-Clayton-Rettew-hydrelío-cut-sheet>
- [16] NREL, “Calculadora de pvwatts,” 2022. [Online]. Available: <https://pvwatts.nrel.gov/>

- [17] ATERSA, “Atersa módulo policristalino aâxxxpgs (320/325/330/335/340w),” Technical Report, 2022. [Online]. Available: <https://cdn.enfsolar.com/z/pp/k3fg92egl9a/5d8c6cfe78dbb.pdf>
- [18] “Pvs - 120 - tl,” Tech. Rep., 2022. [Online]. Available: <https://www.fimer.com/system/files/2022-04/FIMERBrochureâBuildingApplicationsâENârevC.pdf>
- [19] N. Alcántara Cordero *et al.*, “Estudio técnico-económico de una central fotovoltaica flotante en el embalse de tavera de república dominicana,” Master’s thesis, Universidad Politécnica de Cartagena, 2018. [Online]. Available: <https://n9.cl/htb2b>
- [20] A. E. Shkauron Ramos, “Diseño de una instalación fotovoltaica flotante de 1 mw en el embalse superior del complejo hidroeléctrico de bombeo cortes-la muela,” Ph.D. dissertation, Universidad Politécnica de Valencia, 2021. [Online]. Available: <https://riunet.upv.es/handle/10251/163136>
- [21] A. Menéndez Arroyo, “Diseño de una instalación fotovoltaica flotante para balsas de regadío,” Master’s thesis, 2018. [Online]. Available: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/71306/fichero/TFM-1306-MENENDEZ.pdf>
- [22] Atersa, “Garantía para paneles fotovoltaicos estándar de atersa,” Junio 2023. [Online]. Available: <https://atersa.shop/app/uploads/2017/10/Garantias-Modulos.pdf>
- [23] J. A. L. Conejo, “Análisis técnico, económico y medioambiental sobre plantas fotovoltaicas flotantes y su potencial implementación,” Ph.D. dissertation, ETSI_Diseño, 2021.
- [24] (2022) National Oceanic Atmospheric Administration. [Online]. Available: <https://www.ncei.noaa.gov/>
- [25] “Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC,” 2023.
- [26] K. Trapani and M. Redón Santafé, “A review of floating photovoltaic installations: 2007a2013,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 23, no. 4, pp. 524–532, 2015. [Online]. Available: <https://n9.cl/lapbi>
- [27] Carlos Ferrer Gisbert, José J. Ferrán Gozávez, Miguel Redón Santafé, Pablo Ferrer Gisbert, Francisco J. Sánchez-Romero, and Juan Bautista Torregrosa Soler, “A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs,” *Renewable Energy*, vol. 60, pp. 63–70, 2013. [Online]. Available: <https://n9.cl/mz8tc>
- [28] I. S. Rodrigues, G. L. B. Ramalho, and P. H. A. Medeiros, “Potential of floating photovoltaic plant in a tropical reservoir in brazil,” *Journal of Environmental Planning and Management*, vol. 63, no. 13, pp. 2334–2356, 2020. [Online]. Available: <https://n9.cl/marisabr>
- [29] A. Sahu, N. Yadav, and K. Sudhakar, “Floating photovoltaic power plant: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, pp. 815–824, 2016. [Online]. Available: <https://n9.cl/aricar>
- [30] R.-C. M. R.-C. P. T.G. Marco, C. Raniero, *Geographic and technical floating photovoltaic potential*, 2018, vol. 22, pp. 831–841. [Online]. Available: <http://www.doiserbia.nb.rs/Article.aspx?ID=0354-98361800017T.Y2h013bMJPY>
- [31] P. Ranjbaran, H. Yousefi, G. Gharchpetian, and F. R. Astaraci, “A review on floating photovoltaic (fpv) power generation units,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 110, pp. 332–347, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119303211>
- [32] R. Cazzaniga, M. Cicu, M. Rosa-Clot, P. Rosa-Clot, G. Tina, and C. Ventura, “Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1730–1741, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309103>
- [33] A. El Hammoumi, A. Chalh, A. Allouhi, S. Motahhir, A. El Ghzizal, and A. Derouich, “Design and construction of a test bench to investigate the potential of floating pv systems,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 278, p. 123917, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620339627>

- [34] Maarten Dšorenkšomper, Arifeen Wahed, Abhishek Kumar, Minne de Jong, Jan Kroon, and Thomas Reindl, “The cooling effect of floating pv in two different climate zones: A comparison of field test data from the netherlands and singapore,” *Solar Energy*, vol. 219, pp. 15–23, 2021, special Issue on Floating Solar: beyond the state of the art technology. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X21002395>
- [35] M. Rosa-Clot, G. M. Tina, and S. Nizetic, “Floating photovoltaic plants and wastewater basins: an Australian project,” *Energy Procedia*, vol. 134, pp. 664–674, 2017, sustainability in Energy and Buildings 2017: Proceedings of the Ninth KES International Conference, Chania, Greece, 5-7 July 2017. [Online]. Available: <https://n9.cl/kevisa>
- [36] S. Sulaeman, E. Brown, R. Quispe-Abad, and N. Mšuller, “Floating pv system as an alternative pathway to the amazon dam underproduction,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110082, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120303737>
- [37] *Resolución Nro. ARCERNNR - 001/2021*, 2021. [Online]. Available: <https://n9.cl/xipqc>
- [38] I. A. B. P. no, “Incidencia de los resultados de la regularización ambiental por efluentes industriales en la capacidad proyectada de la planta de tratamiento de aguas residuales de Ucubamba.” Master’s thesis, Universidad del Azuay - Departamento de posgrados, 2014. [Online]. Available: <https://n9.cl/33z9k>
- [39] F. G. Fajardo, “Sistema de tratamiento de aguas residuales de ucubamba,” Jun. 2012. [Online]. Available: <https://n9.cl/ganzhi>
- [40] “Estudio de impacto ambiental para la planta de tratamiento de aguas residuales guangarcucho.” May 2017. [Online]. Available: <https://n9.cl/gpyvz>
- [41] H. Bi, C. E. Weinell, R. A. de Pablo, B. S. Varela, S. G. Carro, A. R. Ruiz, and K. Dam-Johansen, “Rust creep assessment—a comparison between a destructive method according to iso 12944 and selected non-destructive methods,” *Progress in Organic Coatings*, vol. 157, p. 106293, 2021.
- [42] J. D. Armijos Armijos and C. G. Encarnación Castro, “Análisis de un sistema fotovoltaico residencial acoplado a la red utilizando un convertidor qz con acumuladores de energía,” B.S. thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2018. [Online]. Available: <https://n9.cl/pui3o>
- [43] A. E. Novoa Martínez, “Planificación y modelación de sistemas de generación fotovoltaica como alternativa para la iluminación en edificaciones educativas,” B.S. thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2015. [Online]. Available: <https://n9.cl/y8r26>
- [44] J. A. Sancho Taday and P. C. Toalongo Paidá, “Análisis de la producción de energía fotovoltaica mediante el uso de espejos en configuración dinámica,” B.S. thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2021. [Online]. Available: <https://n9.cl/ericar>
- [45] Ochoa and Ortega, “Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico modular aplicado a la iluminación ornamental en la ciudad de cuenca,” Master’s thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2021. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21222>
- [46] M. Rosa-Clot, G. M. Tina, and S. Nizetic, “Floating photovoltaic plants and wastewater basins: an australian project,” *Energy Procedia*, vol. 134, pp. 664–674, 2017, sustainability in Energy and Buildings 2017: Proceedings of the Ninth KES International Conference, Chania, Greece, 5-7 July 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217347197>
- [47] A. V. López *et al.*, “Estudio de dispositivos de interconexión entre sistemas locales de generación de energía fotovoltaica y red de suministro nacional,” <http://repositorio.uan.edu.co/handle/123456789/6044>, 2022.
- [48] “Regulación no. arconel-001-16,” <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/10/Regulación-001-16.pdf>, 2016.

- [49] R. Cazzaniga and M. Rosa-Clot, “The booming of floating pv,” *Solar Energy*, vol. 219, pp. 3–10, 2021, special Issue on Floating Solar: beyond the state of the art technology. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X20310112>
- [50] J. Loewen, “Lcoe is an undiscounted metric that inaccurately disfavors renewable energy resources,” *The Electricity Journal*, vol. 33, no. 6, p. 106769, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619020300610>
- [51] M. Rosa-Clot and G. M. Tina, *Submerged and floating photovoltaic systems: modelling, design and case studies*. Academic Press, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/book/9780128121498/submerged-and-floating-photovoltaic-systems>
- [52] Isifloating by Isigener. [Online]. Available: <https://www.isifloating.com/>
- [53] “Economic evaluation of different floating photovoltaic system technologies,” in *2020 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*. IEEE, 2020, pp. 675–680.
- [54] A. A. Encalada Montero and J. C. Sancho Sánchez, “Análisis de costos para la operación de sistemas fotovoltaicos domiciliarios para la ciudad de Cuenca,” 2022. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21587>
- [55] (2023) Photovoltaic geographical information system. Consultado en 27/07/2023. [Online]. Available: <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgtools/en/tools.html>
- [56] J. G. Castillo and D. Zhangallimbay, “La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el ecuador,” *Revista CEPAL*, 2021.
- [57] Extracto arts.9 al 9.5 ley orgánica de régimen tributario interno y arts. 14 al 23 reglamento para la aplicación ley de régimen tributario interno. [Online]. Available: <https://www.sri.gob.ec/o/sri-portlet-biblioteca-alfresco-internet/descargar/a6bc15a8-d663-45f6-ad47-d26660633b53/Art.9Exenciones.pdf>

Anexo A

Fichas Técnicas



ptimum *new range*



Solar module (72cells 6")

A-xxxP GS (320/325/330/335/340 W)

- ➔ **Optimize your instalations.**
- ➔ High module **efficiency** and stable power output based on leading process technology.
- ➔ **Outstanding electrical performance** under high-temperature conditions or low-irradiance conditions.
- ➔ Ease of installations due to the **innovative engineering design.**
- ➔ **Rigorous quality control** meets the highest international standard.
- ➔ **Warranty, 10-year** workmanship and **25-year** performance (80% power output).



A-xxxP GS (ES) (xxx = rated power)

Electrical characteristics	A-320P GS	A-325P GS	A-330P GS	A-335P GS	A-340P GS
Maximum Power (Pmax)	320 W	325 W	330 W	335 W	340 W
Maximum Power Voltage (Vmp)	37,65 V	37,80 V	37,95 V	38,20 V	38,50 V
Maximum Power Current (Imp)	8,50 V	8,60 A	8,70 A	8,77 A	8,84 A
Open Current Voltage (Voc)	45,45 V	45,6 V	45,75 V	46,10 V	46,40 V
Short Circuit Current (Isc)	9,01 A	9,20 A	9,30 A	9,38 A	9,45 A
Module Efficiency (%)	16,49 V	16,75	17,01	17,26	17,52
Power Tolerance (W)	0/+5				
Maximum Series Fuse Ratings (A)	15				
Maximum System Voltage (IEC)	DC 1000 V (IEC)				
Normal Operating Cell Temperature (°C)	45,0±2				

Electrical characteristics tested at Standard Test Conditions (STC), defined as: Irradiance of 1000 w/m², spectrum AM 1.5 and temperature of 25 °C.
 Tolerance measures STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Mechanical specifications

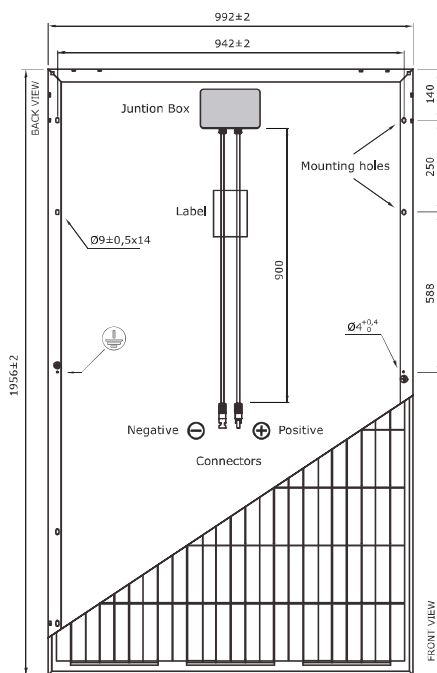
Dimensions	1956x992x40 mm
Weight	20,9 kg
Max. static load, front (snow & wind)	5400 Pa
Max. static load, back (wind)	2400 Pa
Max. hailstone impact (diameter/velocity)	25 mm / 23 m/s

Construction materials

Front cover (material /type/thickness) (*)	Tempered Glass, High Transmission/Low Iron/3.2 mm
Cell (quantity/type/dimensions)	72 cells (6x12)/Polycrystalline /156,75 x 156,75 mm
Frame (material/color)	Anodized aluminium alloy /silver
Junction box (protection degree)	IP67 / 3 diode
Cable (length/cross-section area)/Connector	900 mm / 4 mm ² / Combinable MC4 / IP67

(*) With anti-reflective coating

Panel construction generic view



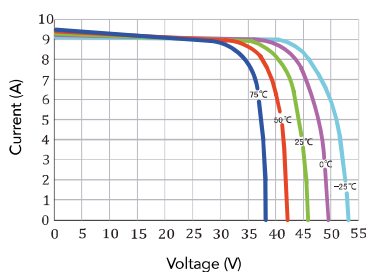
Temperature characteristics

Temp. Coeff. of Isc (TK Isc)	0,08558% /°C
Temp. Coeff. of Voc (TK Voc)	-0,29506% /°C
Temp. Coeff. of Pmax (TK Pmax)	-0,38001% /°C
Operating Temperature	-40 to +85 °C

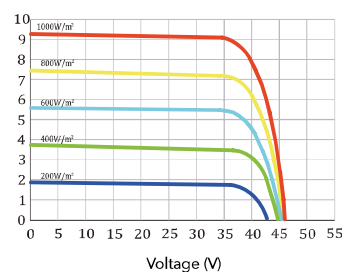
Packaging

Modules/pallet	26 pcs
Pallets/container HQ 40'	24 pallets
Modules/container HQ 40'	624 pcs
Pallets/container 20'	9 pallets
Modules/container 20'	234 pcs

Various Temperature (A-325P GS)



Various Irradiance (A-325P GS)



NB: The data contained in this documentation are subject to modification without prior notification.

www.atersa.com • atersa@elecnor.com
 Madrid (Spain) +34 915 178 452 • Valencia (Sapin) +34 961 038 430

Latest revision: 19/07/19
 Ref.: EN-MU-6P 6x12 GS (ES) (1)-B
 © Atersa SL, 2015



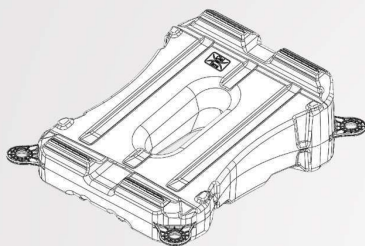
Solar Energy Floating Solutions Experts

The collaboration between the first French green IPP and the pioneer in the floating solar industry brings to market the most advanced, proven and competitive floating solar solution



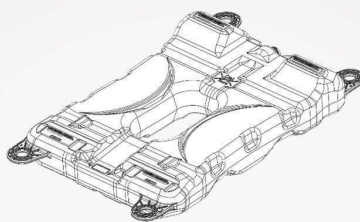
Akuo Industries is the exclusive distributor of Hydrelío® by Ciel et Terre for French metropole and Overseas Territory

Configurations



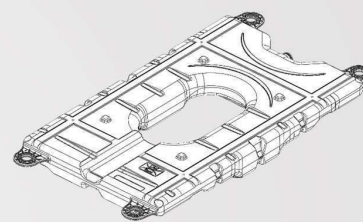
HYDRELIO® Classic

- Standard tilt of 12°, directly integrated into the float by the blow-molding process.
- Adapted to very complex pond shapes.
- Easy operation and maintenance.
- Modified fixing systems available allowing 15° and 22° tilt options.
- Compatible with comfort, eco and dual-orientation configurations.



HYDRELIO® Equato

- Fixed tilt of 5°, directly integrated into the main float by the blow-molding process.
- Designed for equatorial areas optimizing the daily yield.
- Lighter anchoring.
- Most cost-effective transport solution.
- Optimized for the 4-in-a-row configuration.

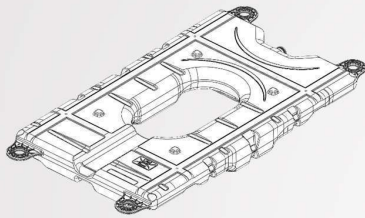


HYDRELIO® Air

- Flat float equipped with a simple racking system for module support and tilt.
- Specific design to allow air to flow around the modules.
- Standard tilt of 11°, Multiple tilts available.
- Cost-effective transport solution.
- Optimized for the 4-in-a-row configuration.
- Maximum PV Size : 2005 mm x 1000 mm
- Pitch : 1,44 meter

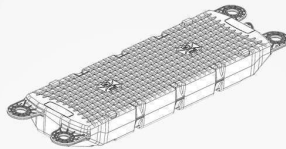
A solution **customizable** to fit your project
Engineering capabilities to support your technical team **from feasibility study to commissioning**

HYDRELIO® AIR dimensions



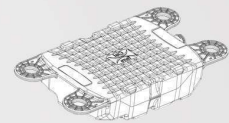
Main Float

Dimensions
Main Float 1440 mm x 740 mm x 148 mm



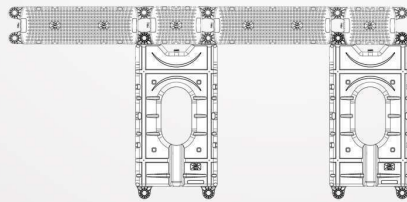
Long Float

Dimensions
Long Float 1335 mm x 267 mm x 150 mm



Small Float

Dimensions
Small Float 740 mm x 267 mm x 150 mm



FIMER string inverters

PVS-100/120-TL

100 to 120 kW

The PVS-100/120-TL is FIMER's cloud connected three-phase string solution for cost efficient decentralized photovoltaic systems for both ground mounted and large commercial applications.

This platform, for extreme high power string inverters with power ratings up to 120 kW, maximizes the ROI for decentralized ground mounted and large rooftop applications. With up to six MPPT, energy harvesting is optimized even in shading situations.

Extreme power with high integration level

The extreme high power module up to 120 kW saves installation resources as less units are required.

Due to its compact size further savings are generated in logistics and in maintenance. Thanks to the integrated DC/AC disconnection, 24 string connections, fuses and surge protection no additional boxes are required.

Ease of installation

The horizontal and vertical mounting possibility creates flexibility for both ground mounted and rooftop installations. Covers are equipped with hinges and locks that are fast to open and reduce the risk of damaging the chassis and interior components when commissioning and performing maintenance actions.

Standard wireless access from any mobile device makes the configuration of inverter and plant easier and faster. Improved user experience thanks to a built in User Interface (UI) enables access to advanced inverter configuration settings.

The installer mobile APP, available for Android/iOS devices, further simplifies multi-inverter installations.

The design supports both copper and aluminum cabling even up to 185 mm² cross section to minimize the energy losses.

Fast system integration

Industry standard Modbus/SUNSPEC protocol enables fast system integration. Two ethernet ports enable fast and future proof communication for PV plants.

Plant portfolio integration

Monitoring your assets is made easy as every inverter is capable to connect to Aurora Vision cloud platform to secure your assets and profitability in long term.

Design flexibility and shade tolerance

Available in different versions, thanks to the double stage conversion topology and the modular design, PVS-100/120 guarantees maximum flexibility for the system design on rooftops or hilly ground. The separate and configurable wiring compartment, available with six MPPT as well as with two parallelable MPPT, allows the inverter to satisfy any plant condition and any customer need.

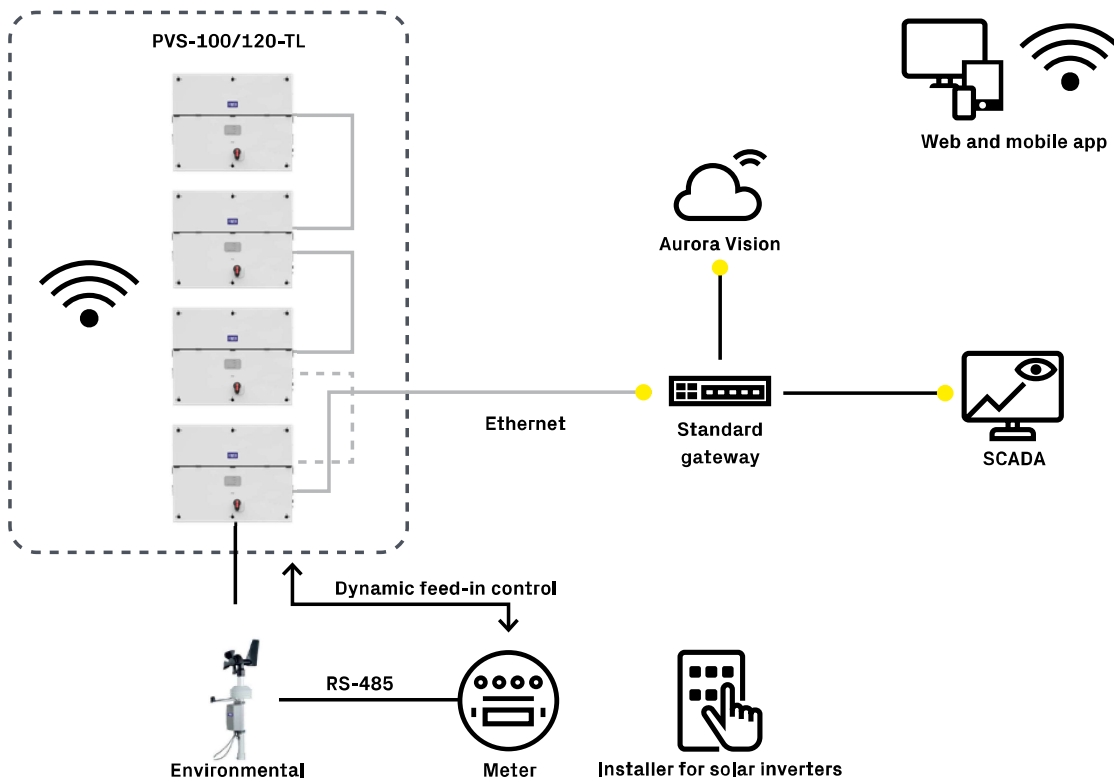
With this technological choice energy harvesting is optimized even in shading situations.

Highlights

- Up to 6 independent MPPT
- Transformerless inverter
- 120 kW for 480 Vac and 100 kW for 400 Vac
- Wi-Fi as standard for configuration
- Two ethernet ports for plant level communication
- Large set of specific grid codes available which can be selected directly in the field
- Double stage topology for a wide input range
- Both vertical and horizontal installation
- Separate wiring compartment for fast swap and replacement
- IP66 Environmental protection
- Maximum efficiency up to 98.9%
- FIMER PowerGain yield optimization



FIMER PVS-100/120 block diagram



Technical data and types				
Type code	PVS-120-TL			
Wiring Box version	SX, SX2	SY, SY2	Standard	S2
Input side				
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V			
Start-up DC input voltage (V_{start})	420 V (400...500 V)			
Operating DC input voltage range ($V_{dc,min}...V_{dc,max}$)	360...1000 V			
Rated DC input voltage (V_{dc})	720 V			
Rated DC input power (P_{dc})	123000 W			
Number of independent MPPT	6		2 (Parallelable)	
MPPT input DC voltage range at ($V_{VMPPTmin}...V_{VMPPTmax}$) at P_{dc}	570...850 V (symmetrical load)			
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{VMPPTmax}$)	25000 W [695 V \leq VMPPT \leq 850 V]		75000 W [695 V \leq VMPPT \leq 850 V]	
Maximum DC input current for each MPPT ($I_{dc,max}$)	36 A		108 A	
Maximum input short circuit current ($I_{sc,max}$) for each MPPT ³⁾	50 A		150 A	
Number of DC input pairs for each MPPT	4		1	
DC connection type	PV quick fit connector ²⁾		4 x M40 cable glands (Ø 19...28mm) with M10 Cable lugs	
Input protection				
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source			
Input over voltage protection for each MPPT-surge arrester with monitoring	Type II	Type I-II	Type II	
Photovoltaic array isolation control	Yes, acc. to IEC 62109-2			
Residual Current Monitoring Unit (leakage current protection)	Yes, acc. to IEC 62109-2			
DC switch rating for each MPPT	50 A-1000 V		Not present	150 A
Fuse rating (versions with fuses)	20 A / 1000 V ³⁾		No fuses inside	
Input current monitoring	Single string level (24ch.): SX2, SY2 / MPPT level: Standard, S2, SX, SY			
Output side				
AC Grid connection type	Three phase 3W+PE or 4W+PE			
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	120000 W			
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	120000 W			
Maximum apparent power (S_{max})	120000 VA			
Rated Apparent Power (S)	120000 VA			
Rated AC grid voltage (V_{ac})	480 V			
AC voltage range	384...576 ⁴⁾			
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	145 A			
Rated output current	145 A			
Output inrush current (peak and duration)	10% of I_{max} for 5 msec			
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz			
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz / 55...65 Hz ⁵⁾			
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}			
Total current harmonic distortion	< 3%			
Max DC Current Injection (% of I_n)	< 0.5%* I_n			
Maximum AC cable	185mm ² Aluminum and copper			
AC connection type	Provided bar for lug connections M10, single core cable glands 4xM40 and M25, multi core cable gland M63 as option			
Output protection				
Anti-islanding protection	According to local standard			
Maximum external AC overcurrent protection	225 A			
Output overvoltage protection - replaceable surge protection device	Type 2 with monitoring			
Operating performance				
Maximum efficiency (η_{max})	98.9%			
Weighted efficiency (EURO)	98.6%			
Communication				
Embedded communication interfaces	1x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2.4 GHz)			
User interface	4 LEDs, Web User Interface			
Communication protocol	Modbus RTU/TCP (Sunspec compliant)			
Commissioning tool	Web User Interface, Mobile APP/APP for plant level			
Remote monitoring services	Aurora Vision [®] monitoring portal			
Advanced features	Embedded logging, direct telemetry data transferring to Aurora Vision [®]			
Environmental				
Operating ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 40°C / 104°F			
Relative humidity	4%...100% condensing			
Sound pressure level, typical	68dB(A)@ 1m			
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft			

Technical data and types

Type code	PVS-120-TL			
Wiring Box version	SX, SX2	SY, SY2	Standard	S2
Physical				
Environmental protection rating	IP 66 (IP54 for cooling section)			
Cooling	Forced			
Dimension (H x W x D)	869x1086x419 mm / 34.2" x 42.7" x 16.5"			
Weight	70kg / 154 lbs for power module ; ~55kg / 121 lbs for wiring box. Overall max 125 kg / 276 lbs			
Mounting system	Mounting bracket vertical & horizontal support			
Safety				
Isolation level	Transformer-less			
Marking	CE			
Safety and EMC standard	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4 CEI 0-16, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, JORDAN IRR-DCC-MV, DRRG/DEWA, Chile MV, Belg C10-C11, EN50438 Generic +Ireland, EN50549-2, CLC-TS50549-2, UK G59/3, EREC G99-1, PEA, ISO-IEC Guide 67 (system 5), NRS 097-2-1, P.O. 12.3, ITC-BT-40, UNE 206006 IN, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120, VDE V 0-126-1-1.VFR 2019, UTE C15-712-1, Taiwan			
Grid standard (check your sales channel for availability)				
Available products variants				
Inverter power module	PVS-120-TL-POWER MODULE			
Input with 24 quick fit connectors pairs + String fuses (both positive and negative pole) + DC disconnect switches + AC disconnect switch + AC and DC overvoltage surge arresters (Type II) + individual string monitoring (24 ch.)	WB -SX2-PVS-120-TL			
Input with 24 quick fit connectors pairs + String fuses (positive pole) + DC disconnect switches + AC and DC overvoltage surge arresters (Type II) + MPPT level input current monitoring (6 ch.)	WB -SX-PVS-120-TL			
Input with 24 quick fit connectors pairs + String fuses (both positive and negative pole) + DC disconnect switches + AC disconnect switch + AC and DC overvoltage surge arresters (Type II for AC and Type I-II for DC) + individual string monitoring (24 ch.)	WB -SY2-PVS-120-TL			
Input with 24 quick fit connectors pairs + String fuses (positive pole) + DC disconnect switches + AC and DC overvoltage surge arresters (Type II for AC and Type I-II for DC) + MPPT level input current monitoring (6 ch.)	WB -SY-PVS-120-TL			
Input with cable gland + DC disconnect switch + AC disconnect switch + AC and DC overvoltage surge arresters (Type II) + MPPT level input current monitoring	WB-S2-PVS-120-TL			
Input with cable gland + AC and DC overvoltage surge arresters (Type II) + MPPT level input current monitoring	WB-PVS-120-TL			
Optional available				
AC Plate, Single Core Cables	Plate with 5 individual AC cable glands: 4 x M40: Ø 19...28mm, 1 x M25: Ø 10...17mm			
AC Plate, Multi Core Cables	Plate with 2 individual AC cable glands: 1 x M63: Ø 37...53mm, 1 x M25: Ø 10...17mm			
PVS-100/120 Pre-Charge Board Kit	Night time operation with restart capability			
PVS-100/120 Grounding Kit®	Allow to connect the negative input pole to ground			

- Maximum number of opening 5 under overloading
- Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at www.fimer.com for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter
- Maximum fuse size supported 20A. Additionally two strings input per MPPT supports 30A fuse size for connecting two strings per input
- The AC voltage range may vary depending on country specific country grid standard
- The Frequency range may vary depending on specific country grid standards

- When grounding-kit is installed, Residual Current Monitoring does not fully operate. Inverter must be installed and operate in "restricted areas (access limited to qualified personnel)" according to IEC 62109-2

Remarks:

- Designed and manufactured in Italy
- Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product



Cca

APPLICATION

The TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K cable, which is TÜV certified according to EN 50618 and AENOR certified according to IEC 62930. It is suitable for both fixed and mobile solar installations (solar farms, rooftop solar installations and floating plants).

It is a highly flexible cable compatible with all major connectors and specially designed for the connection of photovoltaic panels. This versatile single-conductor cable is designed to meet the varying needs of the solar industry. Suitable for wet, damp and humid locations.

- Solar PV installations - string cable.

CONSTRUCTION

Conductor

Electrolytic annealed tinned copper conductor, Class 5 (flexible) according to IEC 60228 and EN 60228.

Insulation

Low smoke Halogen Free (LSHF) cross linked rubber insulation. Insulation requirements according to EN 50618 table B1, Annex B and IEC 62930.

Outer sheath

Low smoke Halogen Free (LSHF) cross linked flexible rubber outer sheath. Outer sheath requirements according to EN 50618 table B1, Annex B and IEC 62930. Red or black colour.

CHARACTERISTICS

⚡ Electrical performance

Low voltage:
1,5/1,5 (1,8) kV DC. / 1,0/1,0 kV AC.

🔥 Thermal performance

Maximum service temperature: 120°C during 20.000 h.
Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).
Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).

🔥 Fire performance

Flame non-propagation according to EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.
Fire non-propagation according to EN 50399.
Reaction to fire CPR: C_{ca}-s1b, d2, a1, according to EN 50575.
LSHF (Low Smoke Halogen Free) according to EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Low smoke emission according to EN 61034 / IEC 61034:
Light transmittance > 60%.
Low corrosive gases emission according to EN 60754-2 / IEC 60754-2.

⤵ Mechanical performance

Minimum bending radius:
4 x cable diameter (cable diameter ≤ 8 mm)
5 x cable diameter (8 < cable diameter ≤ 12 mm)
6 x cable diameter (cable diameter > 12 mm).
Impact resistance: AG2 Medium severity.

🔄 Environmental performance

Chemical & Oil resistance: Excellent.
Grease & mineral oils resistance: Excellent.
Ozone resistant according to EN 50618.
UV Resistant according to EN 50618.
Water resistance: AD8 Submersion.

🌞 Installation conditions

Open Air. Buried. In conduit.

STANDARDS / COMPLIANCE



According to

EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



Standards and approvals

TÜV (from 2.5 to 25mm² in Black and Red) / RETIE /

AENOR/ RoHS / CE



CPR (Construction Products Regulation)

C_{ca}-s1b, d2, a1



DIMENSIONS & ADMISSIBLE INTENSITIES



Cross-Section (mm ²)	Diameter (mm)	Weight (kg/km)	Single cable free in air (A)	Single cable on surfaces (A)	To cables adjacent on surface (A)	Voltage drop (V/A · km)
1 x 4	5,4	60	55	52	44	14,3
1 x 6	6,0	80	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	180	132	125	107	3,47
1 x 25	10,2	280	176	167	142	2,23
1 x 35	11,5	375	218	207	176	1,58
1 x 50	13,3	525	276	262	221	1,10
1 x 70	15,0	720	347	330	278	0,772
1 x 95	17,0	930	416	395	333	0,585
1 x 120	18,7	1.175	488	464	390	0,457
1 x 150	21,0	1.475	566	538	453	0,368
1 x 185	23,5	1.805	644	612	515	0,301
1 x 240	26,3	2.345	775	736	620	0,228

The tolerances on the nominal outer diameters are:

Cables with outer diameter $d \leq 7$ mm. → -0,1 +0,2 mm

Cables with outer diameter $7 < d < 10$ mm. → -0,1 +0,3 mm

Cables with outer diameter $d \geq 10$ mm. → -0,2 +0,4 mm

Current-carrying capacities, in amperes, are according to EN 50618 (ambient temperature of 60 °C). In all cases it is supposed a direct current circuit.

Voltage drop is calculated with conductor temperature of 120 °C.

CORRECTION FACTORS FOR AIR TEMPERATURE

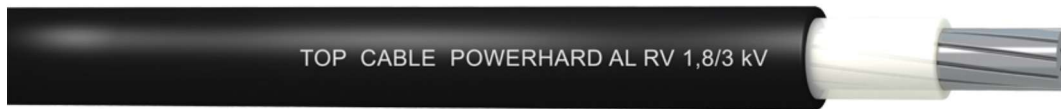
Air Temp. (°C)	Up to 60	70	80	90
Factor	1	0,92	0,84	0,75

For groups reduction factors according to IEC 60364-5-52, Table A.52-17 shall apply.

POWERHARD® AL RV 1,8/3 kV AL

Aluminium cable for power transmission.

ACCORDING TO: IEC 60502-1



APPLICATION

Powerhard® AL RV cable is suitable for all types of underground networks for public power distribution, as well as low voltage connexions in industrial plants, urban networks, buildings, etc. Due to its rigidity, its use is recommended in installations with a simple configuration where a flexible cable is not needed.

- Industrial use.
- Distribution network.

CONSTRUCTION

Conductor

Aluminium conductor, class 2 according to EN 60228 and IEC 60228.

Insulation

Cross-linked polyethylene insulation type XLPE according to IEC 60502-1. The standard identification of insulated conductors according to HD 308, is the following:

- 1 x Natural
- 4 x Brown + Black + Grey + Blue

Outer sheath

Flexible PVC outer sheath, type ST2 according to IEC 60502-1. Black colour.

CHARACTERISTICS



Electrical performance

Low voltage: 1,8/3 kV.



Thermal performance

Maximum service temperature: 90°C.

Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).

Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).



Fire performance

Flame non-propagation according to EN 60332-1 / IEC 60332-1.

Reduced halogen emission. Chlorine <15%.



Mechanical performance

Minimum bending radius: 5x cable diameter.

Impact resistance: AG2 Medium severity.



Environmental performance

Chemical & Oil resistance: Good.

UV Resistant according to HD 605/A1 and EN 50618.

Water resistance: AD8 Submersion.



Installation conditions

Open Air.

Buried.

In conduit.

STANDARDS / COMPLIANCE



According to
IEC 60502-1.



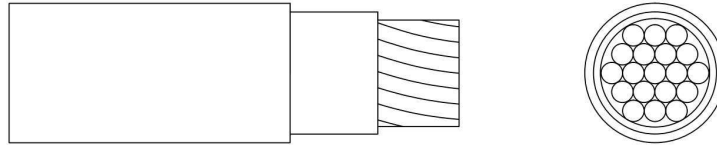
Standards and approvals
RoHS / CE.



POWERHARD[®] AL

RV 1,8/3 kV AL

DIMENSIONS & ADMISSIBLE INTENSITIES



Cross section (mm ²)	Diameter (mm)	Weight (kg/km)	Open air (A) ¹	Buried (A) ²	Voltage drop (V/A · km) ³
1 x 50	14,5	270	184	139	1,642
1 x 70	16,6	345	237	170	1,135
1 x 95	17,7	425	289	204	0,820
1 x 120	19,5	525	337	233	0,648
1 x 150	20,7	610	389	261	0,527
1 x 185	22,5	740	447	296	0,420
1 x 240	25,0	930	530	343	0,320
1 x 300	27,0	1.095	613	386	0,256
1 x 400	30,0	1.395	740	448	0,199
1 x 630	38,4	2.225	996	572	0,120
3 x 1 x 120 + 1 x 70	42,9	2.480	296	174	0,648
4 x 70	38,6	1.820	211	170	1,135
4 x 95	41,2	2.220	257	204	0,820
4 x 1 x 120	47,0	2.090	296	174	0,648
4 x 1 x 150	49,9	2.465	389	195	0,527
4 x 1 x 185	54,3	2.980	342	222	0,420
4 x 1 x 240	60,3	3.750	466	257	0,320
4 x 1 x 300	65,1	4.420	539	289	0,256
4 x 1 x 400	72,2	5.630	651	336	0,199

¹ Reference method F for single-core and method E for multicore cables according to IEC 60364-5-52 in open air at 30°C ambient temperature.

² Reference method D2 according to IEC 60364-5-52. Directly buried at 0,7 m depth with soil thermal resistivity of 2,5 K·m/W and 20°C of ground temperature.

³ At maximum service temperature and $\cos\phi=1$.

For all cables is supposed a single-phase circuit.

Anexo B

Potencia eléctrica instalada de los equipos de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR Ucubamba

SISTEMA FASE LÍQUIDA

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES – PTAR UCUBAMBA

PRETRATAMIENTO / FASE LÍQUIDA

CRIBAS MECÁNICAS AUTOLIMPIANTES	POTENCIA	
	KW	HP
Criba Autolimpiante N.º 1	1.3	1.8
Criba Autolimpiante N.º 2	1.3	1.8
Criba Autolimpiante N.º 3	1.3	1.8
Banda Transportadora basura	0.56	0.75
	4.46	6.15

SISTEMA RASTRILLADO DESARENADORES	POTENCIA	
	KW	HP
Desarenador Nº1	0.75	1
Desarenador Nº2	0.75	1
	1.5	2

SISTEMAS EXTRACTORES DE ARENA: CUCHARA BIVALVA / TORNILLOS DE ARQUÍMEDES	POTENCIA	
	KW	HP
Polipasto Desplazamiento 2 Ton.	1.34	1.80
Polipasto Levante 2 Ton.	4.92	6.60
Cuchara Bivalva	4.48	6.00
Tornillo Sin Fin N.º 1	1.5	2
Tornillo Sin Fin N.º 2	1.5	2
	13.74	18.4

SISTEMAS DE AERACIÓN TCA1	POTENCIA	
	KW	HP
Areador 1-1	55.95	75
Areador 1-5	55.95	75
Areador 2-1	55.95	75
Areador 2-5	55.95	75
Areador 1-2	18.65	25
Soplador 1-2	3.36	4.5
Areador 1-3	18.65	25
Soplador 1-3	3.36	4.5
Areador 1-4	18.65	25

SISTEMA FASE LÍQUIDA

Soplador 1-4	3.36	4.5
Aereador 2-2	18.65	25
Soplador 2-2	3.36	4.5
Aereador 2-3	18.65	25
Soplador 2-3	3.36	4.5
Aereador 2-4	18.65	25
Soplador 2-4	3.36	4.5
	355.86	477

TCA2

Aereador 1-6	55.95	75
Aereador 1-8	55.95	75
Aereador 2-6	55.95	75
Aereador 2-8	55.95	75
Aereador 1-7	18.65	25
Soplador 1-7	3.36	4.5
Aereador 1-9	18.65	25
Soplador 1-9	3.36	4.5
Aereador 2-7	18.65	25
Soplador 2-7	3.36	4.5
Aereador 2-9	18.65	25
Soplador 2-9	3.36	4.5
	311.84	418

TCA3

Aereador 1-10	55.95	75
Aereador 1-13	55.95	75
Aereador 2-10	55.95	75
Aereador 2-13	55.95	75
Aereador 1-11	18.65	25
Soplador 1-11	3.36	4.5
Aereador 1-12	18.65	25
Soplador 1-12	3.36	4.5
Aereador 2-11	18.65	25
Soplador 2-11	3.36	4.5
Aereador 2-12	18.65	25
Soplador 2-12	3.36	4.5
	311.84	418

TCA4

Aereador 1-15	55.95	75
Aereador 1-16	55.95	75
Aereador 2-15	55.95	75
Aereador 2-16	55.95	75
Aereador 1-14	18.65	25
Soplador 1-14	3.36	4.5
Aereador 1-17	18.65	25
Soplador 1-17	3.36	4.5
Aereador 2-14	18.65	25
Soplador 2-14	3.36	4.5
Aereador 2-17	18.65	25
Soplador 2-17	3.36	4.5
	311.84	418

TCA5

Aereador 1-18	55.95	75
Aereador 1-22	55.95	75

SISTEMA FASE LÍQUIDA

Aereador 2-18	55.95	75
Aereador 2-22	55.95	75
Aereador 1-19	18.65	25
Soplador 1-19	3.36	4.5
Aereador 1-20	18.65	25
Soplador 1-20	3.36	4.5
Aereador 1-21	18.65	25
Soplador 1-21	3.36	4.5
Aereador 2-19	18.65	25
Soplador 2-19	3.36	4.5
Aereador 2-20	18.65	25
Soplador 2-20	3.36	4.5
Aereador 2-21	18.65	25
Soplador 2-21	3.36	4.5
	355.86	477

POTENCIA ELÉCTRICA DE LA PTAR	TOTAL	
	KW	KVA
	1666.94	1850.30

OBSERVACIONES: Teniendo un factor de potencia de 0.9 (kva= Kw/F.p)

SISTEMA FASE SÓLIDA

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES – PTAR UCUBAMBA

FASE SÓLIDA / DESHIDRATACIÓN DE LODOS

SISTEMA DE DRAGADO	POTENCIA	
	KW	HP
Draga Laguna Facultativa N.º 1	22.38	30
Draga Laguna Facultativa N.º 2	22.38	30
	44.76	60

ESTACIONES DE BOMBEO	POTENCIA	
	KW	HP
EBP / Estación Bombeo Principal	8.9	12
Agitador de EBP	1.7	2.3
EBAUX / Estación Bombeo Auxiliar	7.5	10
Agitador de EBAUX	1.7	2.3
EBAE / Estación Bombeo Agua de Escurridos	8.9	12
	28.7	38.6

DESHIDRATACIÓN / FASE SÓLIDA

TAMICES AUTOLIMPIANTES	POTENCIA	
	KW	HP
Tamiz Autolimpiante N.º 1	0.43	0.58
Tornillo Sin Fin Evacuador N.º 1	0.86	1.15
Cepillos de Limpieza Tamiz N.º 1	0.63	0.85
Tamiz Autolimpiante N.º 2	0.43	0.58
Tornillo Sin Fin Evacuador N.º 2	0.86	1.15
Cepillos de Limpieza Tamiz N.º 2	0.63	0.85
	3.84	5.16

SISTEMA DE ESPESADO DE LODOS	POTENCIA	
	KW	HP
Espesador de Lodos N.º 1	0.43	0.58
Espesador de Lodos N.º 2	0.43	0.58
Agitador de Tanque de lodos Espesados N.º 1	3	4
Agitador de Tanque de lodos Espesados N.º 2	3	4

SISTEMA FASE SÓLIDA

6.86 9.16

EDIFICIO DE DESHIDRATADO DE LODOS	POTENCIA	
	KW	HP
Bomba de Lodos espesados N.º 1	5.50	7.38
Bomba de Lodos espesados N.º 2	5.50	7.38
Bomba de Lodos espesados N.º 3	5.50	7.38
Bomba de lavado Filtro Banda N.º 1	7.50	10.00
Bomba de lavado Filtro Banda N.º 2	7.50	10.00
Bomba de lavado Filtro Banda N.º 3	7.50	10.00
Bomba Hidroneumático N.º 1	3.73	5.00
Bomba Hidroneumático N.º 2	3.73	5.00
Compresor N.º 1	3.73	5.00
Compresor N.º 2	3.73	5.00
Filtro Banda N.º 1	1.10	1.5
Filtro Banda N.º 2	1.10	1.5
Filtro Banda N.º 3	1.10	1.5
Filtro Banda Pruebas	1.10	1.5
Floculador N.º 1	1.10	1.5
Floculador N.º 2	1.10	1.5
Floculador N.º 3	1.10	1.5
Floculador Pruebas	0.37	0.5
Banda Transportadora de lodo Deshidratado	0.75	1.00
Paleta Rompe Bóvedas	4.00	5.50
Bomba de Lodos Deshidratados	15.00	20.00
	81.74	109.64

SISTEMA DE PREPARACIÓN DE POLÍMERO	POTENCIA	
	KW	HP
Dosificador de Polímero	0.14	0.18
Tanque de Preparación	1.5	2.00
Tanque de Maduración	1.5	2.00
Tanque de Almacenaje	0.86	1.15
Dosificador Floculador N.º 1	0.75	1.00
Dosificador Floculador N.º 2	0.75	1.00
Dosificador Floculador N.º 3	0.75	1.00
	6.25	8.33

SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE AIRE EDIFICIO DE DESHIDRATACIÓN	9 EXTRACTORES POTENCIA	
	KW	HP
Extractor 1.....9	1.71	2.25
	1.71	2.25

POTENCIA ELÉCTRICA DEL SISTEMA FASE SÓLIDA DESHIDRATACIÓN DE	TOTAL	
	KW	KVA
	100.40	111.44